



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS,
ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGIA: A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS
HIDRELÉTRICAS NOS ESTADOS UNIDOS E CANADÁ.

Rio de Janeiro

2022

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGIA: A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS
HIDRELÉTRICAS NOS ESTADOS UNIDOS E CANADÁ.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde José de Castro
Co-orientadora: Profa. Dr^a. Ana Carolina Chaves Católico

Rio de Janeiro

2022

FICHA CATALOGRÁFICA

A447p Almeida, Diego Pinheiro de.
Políticas públicas de energia: a repotenciação de usinas hidrelétricas nos Estados Unidos e Canadá / Diego Pinheiro de Almeida. – 2022.
127 f.; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2022.
Bibliografia: f. 115-127

1. Política energética. 3. Usinas hidrelétricas. 3. Estados Unidos. 4. Canadá.
I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 333.79097

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária: Luiza Hiromi Arao CRB 7 – 6787

Biblioteca Eugênio Gudín/CCJE/UFRJ

Diego Pinheiro de Almeida

POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGIA: A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS
HIDRELÉTRICAS NOS ESTADOS UNIDOS E CANADÁ

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovada em Rio de Janeiro, 31 de agosto de 2022.

Prof. Dr. Nivalde José de Castro, IE/UFRJ (Orientador)

Prof.^a. Dr.^a. Ana Carolina Chaves Católico, GESEL, (Co-orientadora)

Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Júnior, IE/UFRJ (Membro Interno Titular)

Prof. Dr. André Luis da Silva Leite, UFSC (Membro Externo Titular)

Prof. Dr. Paulo Maurício de Albuquerque Senra, GESEL (Membro Externo Suplente)

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a meu pai, Luiz Gonzaga Viana de Almeida, falecido em 1992, que não pôde ver os filhos crescerem, florescerem e frutificarem. Sempre me maravilhei que um homem isolado nos sertões do Ceará, longe de tudo, sozinho, por conta e capacidade própria, alçasse a si o aprendizado do alemão, espanhol, francês, inglês e russo.

Obrigado pelo exemplo, pai.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Empresa de Pesquisa Energética – EPE pelos anos lá vividos, por dispor de um programa de incentivo ao aperfeiçoamento acadêmico e profissional que permite aos funcionários dedicarem-se a temas de estudos afeitos às suas atividades e por ter me proporcionado assuntos de alto interesse no meu dia a dia. Esta pesquisa é derivação direta da Nota Técnica EPE-DEE-0088/2019 que trata do potencial de Repotenciação e Modernização do parque hidrelétrico brasileiro.

Agradeço também aos colegas da EPE com quem conversei a respeito e que me incentivaram a prosseguir no aprofundamento do tema.

Agradeço ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL em cuja liderança na pessoa do meu orientador Nivalde de Castro e a co-orientadora Ana Católico reconheceram de imediato a importância do tema para o Brasil e guiaram a lavra desse trabalho.

Aos colegas da UFRJ em especial a Ana Carolina Chantre, Yuri Coloneze e Matheus Guerra, pelo companheirismo e acolhimento. Aos professores da UFRJ pela dedicação e aulas interessantíssimas a que frequentei.

Agradeço o apoio e o amor de meus irmãos, Douglas e Danilo, e de nossa mãe, Maria Clara Pinheiro, que sempre nos apoiou, orientou e cobrou resultados dos estudos e de vida. E que nunca titubeou em crer em minha capacidade.

À minha esposa, Manu. Obrigado pela paciência, pelo seu amor, por ter acreditado em mim e pelo teu estímulo positivo e cobranças, mesmo diante de todas as dificuldades de uma vida corrida com filhos pequenos, loja e demais afazeres numa cidade de alta pressão como é o Rio de Janeiro.

Aos meus dois filhos, Raul e João, por terem me dado a graça de ser pai de vocês e exigirem, incansavelmente e sempre, o melhor do papai. Continuem assim, não me dêem descanso.

À Deus pela sua infinita generosidade e bondade de me ter alertado para as oportunidades da vida para comigo e minha família. Dos sertões do Ceará para o Rio de Janeiro. Ainda havemos de fazer mais.

Um incentivo é algo que induz uma pessoa a agir, tal como a perspectiva de uma punição ou recompensa. Como as pessoas racionais tomam decisões comparando custo e benefício, elas respondem a incentivos. Você verá que os incentivos desempenham um papel importante no estudo da economia (MANKIWI, 2007, p.7).

RESUMO

Esta pesquisa trata do levantamento, análise e monitoramento de políticas públicas de energia de repotenciação de usinas hidrelétricas nos Estados Unidos e Canadá, no período de 2001 a 2018. Toda planta hidrelétrica sofre deterioração em razão do tempo operativo, com isso a eficiência e capacidade produtiva decaem. Turbinas e geradores das usinas hidrelétricas estão sujeitos a essa situação, que pode ser revertida por meio da repotenciação/modernização/recapacitação dessas máquinas. Por exigirem intensivo uso de capital, a repotenciação, que pode prover ganhos além da restauração da capacidade original, requer condições especiais para se tornar operacional, daí a viabilidade econômica da medida ser tema central para sua execução. Afinal, a deterioração acentua-se no final do ciclo regulatório das usinas, gerando ao concessionário insegurança quanto ao retorno dos investimentos ao final da vida útil regulatória da planta. A centralidade da questão como política pública também se ampara no fato de que as usinas hidrelétricas costumam desempenhar importante papel no setor elétrico dos países que dela dispõem. EUA e Canadá, por terem realizado extensas ações de repotenciação, configuram-se como modelos para solução desse problema, pois conceberam e operacionalizaram programas de ação pública com fins de repotenciação das usinas e usufruto de seus benefícios técnicos, econômicos, ambientais e políticos. A pesquisa catalogou, caracterizou e analisou essas políticas no intuito de identificar instrumentos regulatórios e econômicos capazes de fomentar a recapacitação das usinas. A metodologia utilizada consistiu em relacionar as políticas norte-americana e canadense, seus objetivos e resultados. Dessa forma, caracterizou-se a política pública, do seu surgimento até seu final com o encerramento do programa de ação pública. O resultado foi a coleção de políticas públicas e identificação de medidas eficazes na promoção dessa atividade, a citar: créditos tributários, portfólio de energia renovável e ações mandatórias das companhias estatais. Além disso, o estudo teve como desdobramento a elaboração de um indicador de repotenciação de usinas que, de forma expedita, é capaz de mostrar a propensão de um parque hidrelétrico à modernização.

Palavras-chave: repotenciação de usinas hidrelétricas; políticas públicas de energia; hidrelétricas.

ABSTRACT

This research deals with the survey, analysis and monitoring of public energy policies for the repowering of hydroelectric plants in the United States and Canada, from 2001 to 2018. Every hydroelectric plant deteriorates due to operating time, reducing efficiency and productive capacity. Turbines and generators of hydroelectric plants are subject to this situation, which can be reversed through the repowering/modernization/rehabilitation of these machines. As they require intensive use of capital, repowering, which can provide gains beyond the restoration of the original capacity, requires special conditions to become operational, hence the economic viability of the intent being a central theme for its execution. After all, the deterioration is accentuated at the end of the regulatory-economic cycle of the plants, generating uncertainty for the concessionaire regarding the return on investments at the end of the regulatory useful life of the plant. The centrality of the issue as a public policy is also supported by the fact that hydroelectric plants usually play an important role in the electricity sector of the countries that have them. The USA and Canada, for having carried out extensive repowering actions, are configured as models for solving this problem, as they conceived and operationalized public action programs with the purpose of repowering the plants and enjoying their technical, economic, environmental and political benefits. The research catalogued, characterized and analyzed these policies in order to identify regulatory and economic instruments capable of promoting the retraining of the plants. The methodology used consisted of relating North American and Canadian policies, their objectives and results. In this way, public policy was characterized, from its inception to its end with the end of the public action program. The result was the collection of public policies and the identification of effective measures to promote this activity, namely: tax credits, renewable energy portfolio and mandatory actions of state-owned companies. In addition, the study had the development of a power plant repowering indicator that, in an expeditious way, might show the propensity of a hydroelectric fleet to modernization.

Keywords: refurbishment of hydroelectric plants; public energy policies; Dams.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – EUA - Capacidade instalada em 2019.....	30
Figura 2 - EUA - Geração líquida de energia.	31
Figura 3 – EUA - Evolução da capacidade hidrelétrica de usinas convencionais.	32
Figura 4 - EUA - Capacidade anual instalada e ciclos de expansão hidrelétrica.	32
Figura 5 – EUA – Quantidade de adesões ao CTPER.....	42
Figura 6 – Usinas repotenciadas que fizeram uso da seção 1603 do ARRA.....	45
Figura 7 – Canadá - Matriz elétrica instalada (2017)	57
Figura 8 – Canadá - Evolução da capacidade hidrelétrica de usinas convencionais.	58
Figura 9 – Canadá - Capacidade anual instalada e ciclos de expansão hidrelétrica.	59

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - EUA - Idade das máquinas instaladas	33
Quadro 2 - Usinas que optaram por <i>Cash Grants</i>	43
Quadro 3 - EUA – Repotenciações com uso de <i>New Crebs</i>	46
Quadro 4 - EUA - Sumário de políticas federais	46
Quadro 5 - Idade das máquinas instaladas.....	59
Quadro 6 - Canadá - Políticas Federais de Energia	63
Quadro 7 - Columbia Britânica, usinas isentas de CIP	68
Quadro 8 - Canadá, Columbia Britânica – UHE repotenciadas e com capacidade ampliada.	69
Quadro 9 - Tipologia das políticas públicas de repotenciação nos EUA e Canadá.....	76
Quadro 10 - EUA – Usinas hidrelétricas que fizeram uso dos <i>New Crebs</i>	82
Quadro 11 - Ganhos registrados pelas políticas fomento a energia renovável.....	94
Quadro 12 - Classe do montante de potência com mais de 25 anos.....	100
Quadro 13 - Indicador de Repotenciação	100
Quadro 14 – Escala do indicador de idade	101
Quadro 15 - Parque Hidrelétrico do Oregon, EUA	101
Quadro 16 – UHE da Columbia Britânica.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência instalada de UHE por estado.....	33
Tabela 2 - UHE repotenciada com CTPER	39
Tabela 3 - Repotenciações realizadas em função do HFM.....	43
Tabela 4 - Washington Repotenciações realizadas com RPS.....	49
Tabela 5 - EUA –OREGON, usinas repotenciadas com PER.....	52
Tabela 6 - Nova Iorque - Usinas repotenciadas com PER.....	53
Tabela 7 - Canadá - Potência instalada por província	60
Tabela 8 - Usinas repotenciadas no período de estudo.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADECA - Alabama Department of Economic and Community Affairs
ARRAct - American Recovery and Reinvestment Act
BC Hydro - British Columbia Hydro
CER - Certificados de Energia Renovável
CES - Clean Energy Standard
CIP - Certificado de Interesse Público
CPUC - California Public Utilities Commission
CREBs - Clean Energy Renewable Bonds
CTPER - Créditos Tributários de Produção de Energia Renovável
DOE - Department of Energy
EEC - Estratégia Energética Canadense
EIA - Energy Information Administration
EPA - Energy Policy Act
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
EPRI - Electric Power Research Institute
FERC - Federal Energy Regulatory Commission
FIT - Feed-in-Tariff
GEE - Gases de Efeito Estufa
HFM - Hydroelectric Facility Modernization
IEA - International Energy Agency
IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers
IHA - International Hydropower Association
IRENA - International Renewable Energy Agency
NHA - National Hydropower Association
NRCAN - Natural Resources Canada
O&M - Operação e Manutenção
OLADE - Organização Latino Americana de Energia
PER - Portfólio de Energia Renovável
PTC - Renewable Energy Production Tax Credits
REC - Renewable Energy Certificates
RPS - Renewable Portfolio Standards
RS – Resource Smart

TELR - Títulos de Energia Limpa e Renovável

UHE - Usinas Hidrelétricas

ULC - Underwriters Laboratories of Canada

USBR - United States Bureau of Reclamation

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVOS	18
1.2	JUSTIFICATIVA	18
1.3	HIPÓTESE	18
1.4	CONTRIBUIÇÃO ACADÊMICA.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA, METODOLOGIA, E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
1.1	MARCO TEÓRICO DE POLÍTICAS PÚBLICAS	20
1.2	MARCO TEÓRICO ECONÔMICO	22
1.3	METODOLOGIA.....	23
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
3	O CASO DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA	30
3.1	A MATRIZ ELÉTRICA DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA (EUA).....	30
3.2	PERFIL DO PARQUE HIDRELÉTRICO NORTE AMERICANO E SUAS POLÍTICAS PÚBLICAS.....	31
3.3	O PARQUE HIDRELÉTRICO NORTE-AMERICANO	33
3.4	POLÍTICAS DE ENERGIA NORTE-AMERICANAS E O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS EM SUA MATRIZ.....	34
3.5	ASPECTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA DOS EUA E O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS	35
3.6	O CAMINHO INEVITÁVEL DA REPOTENCIAÇÃO	36
3.7	POLÍTICAS PARA REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS DE 2001-2018	37
3.7.1	Nível Federal	37
3.7.1.1	Lei de Política Energética - LPE de 2005 (<i>Energy Policy Act - EPA 2005</i>)	37
3.7.1.2	Lei de Recuperação e Reinvestimento Americana de 2009 (<i>American Recovery and Reinvestment Act 2009</i>).....	42
3.7.2	Políticas Estaduais de Energia.....	47
3.7.2.1	Washington.....	47
3.7.2.2	Califórnia.....	49

3.7.2.3 Oregon.....	51
3.7.2.4 Nova Iorque.....	52
3.7.2.5 Alabama.....	54
3.8 CONCLUSÕES E APONTAMENTOS	55
4 O CASO DO CANADÁ.....	57
4.1 A MATRIZ ELÉTRICA CANADENSE.....	57
4.2 PERFIL DO PARQUE HIDRELÉTRICO CANADENSE.....	58
4.3 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO CANADENSE.....	60
4.4 POLÍTICA ENERGÉTICA NO CANADÁ, O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS EM SUA MATRIZ E A REPOTENCIAÇÃO	61
4.4.1 Política Energética no Canadá	61
4.4.2 O Papel das UHE no sistema elétrico Canadense e a repotenciação das usinas...62	62
4.5 Políticas de repotenciação de usinas hidrelétricas de 2001-2018.....	63
4.5.1 Nível Federal	63
4.5.2 Nível Provincial.....	64
4.5.2.1 Columbia Britânica.....	65
4.5.2.2 Quebec.....	69
4.6 RESULTADOS GERAIS.....	73
5 ANÁLISE, COMPARAÇÃO E RESULTADOS DAS POLÍTICAS PÚBLICAS 75	75
5.1 RELAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS E CANADA.....	75
5.2 ANÁLISE E SÍNTESE DAS POLÍTICAS PÚBLICAS	77
5.2.1 Subsídios fiscais.....	78
5.2.2 Subsídios financeiros	83
5.2.3 Ações determinativas.....	85
5.2.3.1 Portfólio de Energias Renováveis (PER) - <i>Renewable Portfolio Standards</i> (RPS) 85	85
5.2.3.2 Empresas Governamentais.....	88
5.3 MONITORAMENTO DOS RESULTADOS DAS POLÍTICAS PÚBLICAS.....	89
5.4 EFICIÊNCIA E EFETIVIDADE DAS POLÍTICAS DE ENERGIA	94
5.5 CONCLUSÕES E APONTAMENTOS	97
5.6 REPOTENCIOMETRIA	98

5.6.1	Roteiro de determinação do índice.....	99
5.6.2	Parque do Oregon.....	101
5.6.3	Parque da British Columbia Hydro na Columbia Britânica.....	105
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	110
	APÊNDICE.....	112
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113

1 INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas (UHE) são plantas de geração de energia elétrica com longa vida útil de operação, cuja construção é intensiva em capital, contudo seus custos de operação e manutenção (O&M) estão próximos a zero. No século XX, a grande expansão mundial da fonte se deu nas décadas de 40 a 80 (IHA, 2019).

Com o passar do tempo, os equipamentos de geração sofrem um processo natural de desgaste em função de seu uso. Os efeitos acumulados desses desgastes refletem-se na redução da capacidade produtiva da usina, seja de gerar energia, seja de alcançar a potência instalada. EPRI (2000) estima em perda anual de eficiência a 0,05% a 0,08%, enquanto Goldberg (2011) supõe redução de 0,06% ao ano. Do ponto de vista eletrooperativo, a confiabilidade para responder às necessidades do sistema elétrico diminui. O envelhecimento das usinas, para seus concessionários, reflete-se economicamente em perda de receita com energia não convertida e crescimento dos custos de O&M em razão do aumento de frequência e duração de intervenções na planta. Para o conjunto do sistema elétrico, o reflexo econômico se dá na menor oferta de energia hidrelétrica para atendimento da demanda, o que leva ao aumento da geração complementar de usinas termelétricas e conseqüente aumento do custo operativo. A repercussão ambiental vincula-se ao aumento de emissões de gases do efeito estufa e poluentes associados à produção da energia complementar.

A esse processo de reversão do estado de degradação das máquinas e sua atualização tecnológica denomina-se de Repotenciação e/ou Modernização (R&M). A repotenciação consiste no conjunto de intervenções nas máquinas turbogeradoras com vistas a ganhos de eficiência e capacidade. Essas intervenções são também denominadas de reforma, modernização, recapacitação, reprojeto, ou redesenvolvimento nos equipamentos de turbogeração que podem resultar de modificações específicas ou até mesmo de sua substituição integral por novos equipamentos.

Dado o intervalo de tempo desde a instalação das usinas, avanços tecnológicos ocorreram em paralelo no período. Estes avanços tecnológicos, se implementados, resultarão em recuperação das perdas, incremento da eficiência e capacidade de geração, aumento da confiabilidade operativa e extensão da vida útil das usinas existentes (CASELATO, 2018; GOLDBERG, 2011; IEEE, 2006; EPRI, 2001).

Do ponto de vista técnico, a reforma/substituição das máquinas hidrelétricas pode vir a fornecer três tipos de benefícios, que podem ser auferidos individualmente ou em conjunto:

- i) Recuperação da capacidade (potência e eficiência) produtiva original das máquinas;

- ii) Incremento exclusivo de eficiência ou de capacidade; e
- iii) Incrementos combinados de eficiência e capacidade de geração.

As intervenções resultam em melhora na produtividade hidrelétrica, que embora individualmente marginal, trazem um ganho sistêmico. Ademais, considerando que o padrão de vida de uma nação pode ser atribuído às diferenças de produtividade (MANKIW, 2009), a recapacitação do parque hidrelétrico tem o condão de melhorar o bem-estar geral da economia. A razão está em que essas melhorias se refletem em ganhos energéticos, econômicos e ambientais, tanto no aspecto individual por usina quanto sistêmico. Para as usinas, há aumento de geração, o que leva a ganhos financeiros pela comercialização de energia e prestação de serviços elétricos. Para o sistema elétrico e a economia, as usinas repotenciadas proporcionam em seu conjunto um aumento da oferta energética hidrelétrica, um parque de geração mais confiável, uma maior disponibilidade de recursos para o operador do sistema, o fomento da cadeia produtiva de geração, maior resiliência de preços de energia e benefícios ambientais com contenção de geração de energia a partir de fontes fósseis (EPE, 2019; KEY, 2012; USBR, 2010; O'CONNOR *et al.*, 2016).

A repotenciação é um processo inexorável por qual cada planta geradora deverá passar dada a obsolescência natural dos equipamentos. Considerando que aproveitamentos hidrelétricos estão sujeitos à abrangente regulação do Poder Público, a gestão do parque se torna um problema de primeira ordem na matriz energética de seus possuidores e dos governos que dirigem a exploração dos recursos naturais. As hidroelétricas são supridoras de energia, um bem indispensável para o progresso e desenvolvimento das nações, portanto, conhecer, examinar e analisar as medidas tomadas com fins de repotenciação das usinas torna-se um tema importante no âmbito das Políticas Públicas de energia.

Reconhecida a importância do problema técnico e seus enlaces com a política energética, a economia e o meio ambiente, faz-se necessário examinar quais mecanismos foram capazes de operacionalizar o reaproveitamento desse potencial. Em âmbito mundial, a prática de R&M é comum em países com parques maduros como Canadá, Estados Unidos, Rússia, Suécia e Noruega (IHA, 2020b). No Brasil, apesar de ser uma idéia constantemente suscitada, ainda não é praticada correntemente (EPE, 2019).

A fim de delimitar um conjunto de pesquisa, o levantamento de casos mostrou dois países com grande potencial hidrelétrico instalado e que apresentam políticas energéticas com práticas de modernização das usinas em seu escopo: Estados Unidos (EUA) e Canadá, os quais são os paradigmas desta pesquisa.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral desta dissertação é analisar as políticas públicas de repotenciação de usinas hidrelétricas empreendidas nos Estados Unidos e Canadá, no período 2001-2018, sob formas e resultados. Serão elencados os fundamentos de política energética que ampararam as políticas públicas de de repotenciação de usinas hidrelétricas e os mecanismos regulatórios e econômicos dispostos aos concessionários das usinas para a realização da repotenciação.

A partir da resposta às questões gerais formuladas busca-se também atender aos seguintes objetivos específicos:

- a) Identificar os mecanismos mais eficazes para promoção de investimentos em repotenciação de usinas hidrelétricas;
- b) Elaborar um índice de R&M que retrate de forma expedita a propensão de modernização do parque hidrogerador de um país.

1.2 JUSTIFICATIVA

Esta pesquisa se justifica quanto ao aspecto acadêmico, pois o assunto está na fronteira do conhecimento de políticas públicas, tema energia, subtema hidrelétricas, tópico repotenciação de usinas, tanto em nível brasileiro, quanto mundial. Esta observação deriva de pesquisa exploratória e revisão bibliográfica que não registrou em língua portuguesa e língua inglesa literatura de políticas públicas dedicada ao assunto. Em outras línguas o exame da questão também é raro. Desta forma, espera-se que a divulgação deste trabalho em línguas inglesa e espanhola, venha a ter serventia aos *policy-makers* e operadores dos sistemas de energia elétrica que enfrentarão em seu devido tempo esta questão.

1.3 HIPÓTESE

A hipótese que permeia a pesquisa é a de que investimentos intensivos de capital, caso do maquinário hidrelétrico, não são capazes de serem realizados mediante receita obtida pela simples remuneração da energia incremental alcançada com a repotenciação. Diante da exiguidade temporal do período de concessão para uso econômico da empresa, a cobertura dos investimentos realizados está eivada de incerteza que paralisa potenciais investimentos nas plantas. Desta forma, entende-se como necessária uma política que instigue o investidor a

alcançar melhores resultados produtivos visto serem os recursos energéticos hidráulicos um objeto de gestão dos Estados.

1.4 CONTRIBUIÇÃO ACADÊMICA

A contribuição da dissertação é aduzir políticas públicas de repotenciação de usinas hidrelétricas adotadas nos países com forte presença hidrelétrica. Trata-se de uma lacuna acadêmica sobre a questão. Pois, como será mostrado nos capítulos e seções seguintes, os trabalhos técnicos, acadêmicos e comerciais realizados para a repotenciação das usinas não versaram sobre como foi possível lidar de forma eficaz com o problema.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA, METODOLOGIA, E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.

Reconhecida a importância da questão da repotenciação e modernização (R&M) de usinas hidrelétricas como um problema de política pública, passa-se então à fundamentação teórica da análise do programa proposto nas políticas públicas de energia.

A seguir, apresentam-se a fundamentação teórica do trabalho, a metodologia da pesquisa e a revisão bibliográfica acerca do tema.

1.1 MARCO TEÓRICO DE POLÍTICAS PÚBLICAS

Pode-se conceituar uma política pública como um programa de ação ampla atuante sobre a sociedade, conduzido por suas instituições e que visa reformar ou administrar um problema reconhecido como importante (MULLER, 2004). Identificada a importância do problema, o desenrolar de seu encaminhamento deve ser analisado. O quadro teórico proposto por Theodoulou (1995) identifica e organiza as etapas do ciclo de uma política pública. São eles:

1. **Reconhecimento do problema e identificação da questão:** estágio em que os formuladores de política dedicam atenção ao tema. Casos reconhecidos como legítimos passarão a constar no rol de ações governamentais;
2. **Formação da Agenda:** concede-se ao assunto o grau de interesse governamental;
3. **Formulação de Políticas Públicas:** propostas são elaboradas a fim tratar o problema;
4. **Adoção da Política Pública:** esforços são feitos para que uma política conste em um programa governamental;
5. **Implementação da Política Pública:** o mandato político direciona recursos do Estado para a implementação da política; e
6. **Análise da Política Pública e avaliação:** envolve a avaliação das consequências das ações políticas, incluindo sua eficácia.

No caso do Canadá e dos EUA, o reconhecimento da necessidade de uma política pública específica para tratar dos ativos hidrelétricos deriva de características únicas da tecnologia para os sistemas elétricos destes países. A disponibilidade de recursos naturais hidrelétricos e sua concentração em algumas regiões dos dois países faz com que, em alguns casos, esta seja a principal fonte de suprimento de energia local. Daí se constituir como assunto

de primeira importância para o bem-estar dessas sociedades e objeto de monitoramento por parte da burocracia, na figura dos departamentos administrativos encarregados do assunto.

Não bastasse a questão energética, a hidroeletricidade por ter custo de geração próximo ao nulo (PINTO Jr. et alli., 2007), agrega uma vantagem competitiva aos seus possuidores. A energia hidrelétrica afeta e forma os preços da eletricidade, um insumo industrial, cujos efeitos se alastram na macroeconomia nacional. O aspecto ambiental também não pode deixar de ser relacionado. Atualmente, constitui-se um valioso ativo social dispor de fontes de energia sustentáveis. Por ser uma tecnologia renovável e não emissora de gases derivados da queima de combustíveis fósseis, manter a matriz limpa passa a ser também um objetivo de política energética, reforçando a necessidade de uma gestão zelosa do parque hidrelétrico, aproveitando os avanços tecnológicos que permitam a máxima produção de energia limpa para atender a coletividade.

A sociedade, ao intitular a importância da hidroeletricidade para seu bem-estar, autoriza a coletividade, sob a organização do Estado, a intervir e estruturar o setor com fito de garantir o suprimento presente e futuro de energia para se alcançar, manter ou melhorar esse bem-estar. O problema de natureza técnica da deterioração dos ativos de geração hidrelétrica converte-se então em um problema de política pública, na medida em que a energia é essencial para o bem-estar social e a garantia de suprimento é essencial para atuação futura das entidades políticas (PINTO Jr. et alli., 2007).

A formação de uma agenda de política energética torna-se então um passo necessário para o desenho de um programa de atuação capaz de fomentar a modernização das usinas e garantir o suprimento de energia. Essa intervenção se dá pelo lado da oferta e terá como resultado, ao menos, manter a atual diversificação de fontes, visto que um dos efeitos da repotenciação é estender a vida útil das usinas.

Legitimada a intervenção do Estado, passa-se a questão seguinte de colecionar os diversos instrumentos governamentais elaborados no sentido de induzir, estimular ou determinar a repotenciação das usinas hidrelétricas. De forma ilustrativa, sem exaurir as opções, tem-se: financiamento em condições especiais, créditos ou renúncias fiscais, subvenções diretas, compras preferenciais, preços especiais, uso das empresas estatais, alongamento dos prazos de concessão da exploração dos recursos, contingenciamento de expansão e operação de fontes indesejadas; licenciamentos ambientais diligentes.

A existência de atos de Direito Público dos governos de Estados Unidos e Canadá, na seara de políticas de energia, reconhece que foi concedido ao tema da Repotenciação o grau de atenção de políticas públicas. Além disso, houve implementação da política, com uso dos

recursos do Estado. Sendo assim, esse conjunto de ações e seus efeitos constituem-se como matéria prima para esta pesquisa de estudos das políticas públicas em repotenciação de usinas hidrelétricas.

1.2 MARCO TEÓRICO ECONÔMICO

O mecanismo de atuação dos instrumentos econômicos visa estimular investimentos mediante contrapartidas percebidas como satisfatórias pelos agentes econômicos e também racionalizar as percepções de benefícios e custos sociais não capturados em bônus e ônus econômicos – as externalidades.

É sabido que os agentes reagem a incentivos e que em algumas situações os governos podem melhorar os resultados dos mercados (MANKIWI, 2007). Os custos econômicos dos investimentos privados e incentivos públicos para alcance dos ganhos energéticos e de capacidade são valorados como aumentos de receita para o empreendedor. A lógica fundamenta-se em que os incentivos induzem as ações das empresas nesse sentido. Outro elemento que reforça essa intervenção governamental são as falhas de mercado. Ao não reconhecerem no preço da energia, as externalidades positivas associadas à geração de energia a partir da hidroeletricidade, tais como renovabilidade e baixa emissão de GEE e poluentes, os incentivos econômicos incorporariam esses benefícios e corrigiriam essa falha de mercado.

Aos formuladores de políticas públicas, caberia desenhar incentivos indutores do comportamento desejado dos agentes. Os governos interviriam de forma a fomentar o aprimoramento da produção de energia mediante política energética especialmente desenhada para tal. Por não ser estanque, a política energética dialoga com os demais setores da sociedade, como a política industrial, pois uma ação desse tipo no setor hidrelétrico realoca recursos de forma a melhorar a estrutura produtiva da indústria energética instalada e mobiliza a cadeia produtiva envolvida. (KUPFER e HASENCLEVER, 2013; PINTO Jr. et alli., 2007).

A literatura de incentivos e mobilização de investimento dispostas em OLADE (2017), Bjork (2011) e Azuela e Barroso (2012) relacionam ferramentas de análise de políticas públicas e destacam a necessária avaliação das condições de operação dos mercados; os lócus de atuação da política, se na oferta ou demanda; a alocação eficiente de incentivos financeiros e tributários; a viabilidade e impacto no caso de compras preferenciais e a avaliação dos efeitos das políticas no setor energético.

Entende-se que, sem os instrumentos econômicos e regulatórios adequados e a decisão política de dispô-los ao setor elétrico, os intensivos investimentos de capital requeridos em

plantas hidrelétricas, amortizáveis apenas em longo prazo, realizar-se-ão em velocidade aquém da considerada satisfatória, face à degradação acumulada das máquinas, riscos operativos envolvidos e perdas econômicas tanto na ineficiência de aproveitamento dos recursos naturais, quanto comerciais. A consequência é um prejuízo geral a todos os agentes da sociedade.

1.3 METODOLOGIA

Nesta pesquisa, foram utilizados os métodos qualitativo e quantitativo aplicados ao material coletado nos estudos de caso dos EUA e Canadá (CRESWELL, 2007). A escolha dos estudos de caso envolveu os seguintes critérios de seleção:

- Proximidade geográfica: ambos no continente americano;
- Países com forte suprimento hidrelétrico: o parque norte-americano é de 103 GW e o canadense, 81 GW;
- Experiência em repotenciação: pesquisas de reconhecimento reuniram evidências de publicações técnicas periódicas sobre o assunto;
- Existência de políticas públicas sobre o tema: publicação de políticas públicas sobre o tema com efeitos práticos de expansão de capacidade no período pesquisado;
- Multimercados: agentes públicos e privados de geração. Os agentes concessionários e os mercados nos quais estão instalados estão estruturados tanto de forma vertical quanto competitiva, com a participação de agentes de diferentes naturezas de capital e propriedade. Esse fato traz riqueza de análise, pois permite avaliar se o ambiente estatal ou privado é mais ou menos benéfico para realização da repotenciação;
- Regulação conhecida: a regulação dos dois países está disponível em consulta na internet nas línguas nativas e podem ser facilmente acessadas. O fato de serem democracias que respeitam o direito de propriedade traz estabilidade, uma característica de solidez institucional necessária para investimentos desse porte;
- Disponibilidade de registros estatísticos confiáveis, atualizados e acessíveis por internet.

Os passos percorridos, ao longo da pesquisa, foram:

- **1º passo:** Coletar experiências de repotenciação dos EUA e Canadá, nas duas primeiras décadas do século XXI a fim de delimitar o período da pesquisa;
- **2º passo:** Analisar as políticas públicas desenvolvidas nos EUA e Canadá;
- **3º passo:** Caracterização de semelhanças e contrastes de cada caso.

O método quantitativo foi utilizado para contabilizar os resultados das políticas públicas e também será utilizado para a proposição de um índice de repotenciação de usinas hidrelétricas. O intento deste índice é propor uma escala que mostre a propensão do parque hidrogerador à recapacitação. O índice considerará e correlacionará em uma classificação a idade das usinas, como medida da taxa de degradação estimada, os ganhos de capacidade, os ganhos de produção de energia e o rejuvenescimento do parque após a repotenciação de parte de seu conjunto.

Os dois países, Estados Unidos e Canadá, servem de paradigma para esta pesquisa, a qual fará inventário e sistematização de políticas públicas direcionadas à repotenciação de usinas hidrelétricas. Aqui se enumeram e se analisam os fundamentos políticos dos programas de repotenciação norte-americano e canadense, relacionando diretrizes programáticas e regulatórias; seus instrumentos econômicos, por meio das quais convencionaram estímulos para realização das R&M, e mensuração dos resultados alcançados, medidos em capacidade adicionada, energia adicional gerada, investimentos realizados e nas searas ambientais e econômicas.

O período de estudos das políticas delimitou-se entre 2001 e 2018 – anos em que, conforme se notará nas seções seguintes, se iniciam e se encerram o ciclo da política energética investigada nos dois países. Foram coletados documentos publicados em níveis federais, estaduais ou provinciais, com relação direta ao tema proposto; textos acadêmicos; teoria e aplicação de incentivos econômicos. Serão detalhados os instrumentos de políticas públicas operados pelos governos e disponibilizados aos agentes. Ao final será feita uma análise por semelhança e contraste desses instrumentos em ambos os países.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica a respeito do tema foi feita em material produzido em língua portuguesa e línguas inglesa e francesa – nativas dos dois países de estudo e cuja existência de textos foi identificada. Em linhas gerais, os estudos abordam a repotenciação em duas perspectivas: existência de oportunidades de ganhos técnicos e como instrumento de política energética. Os ganhos técnicos advêm o avanço tecnológico e sua conveniência em auferir ganhos no momento de fim de vida útil do equipamento. A reabilitação como instrumento de política energética deriva da necessidade de segurança energética, moderação de preços de energia e sustentabilidade ambiental provida pela hidroeletricidade.

A literatura produzida sobre a questão técnica pode ser subdividida em monitoramento e indicador do fim de vida útil técnica e conveniência de intervenções; solução para

disponibilização de capacidade instalada para atendimento à demanda de ponta do SIN e descoberta de folgas de projeto aproveitáveis quando a máquina entrou em estado de inutilização e precisa ser repotenciada.

A identificação da questão técnica não é recente no Brasil. Em Dib et al. (1987) coloca-se a modernização das máquinas como fonte de ganhos de eficiência, capacidade e aumento de disponibilidade possíveis com a repotenciação. Caselato et al. (1991) abordam a modernização de usinas hidrelétricas sob o enfoque de aumento da potência instalada. Seria a solução economicamente mais vantajosa para o aumento de capacidade em razão das inovações tecnológicas verificadas na área de projeto. Folgosi e Grassi (1991) mostram que a repotenciação de geradores antigos é viável técnica e economicamente, pois representam ganhos de potência na ordem de 3,0% com custo relativamente baixos. Chiganer et al. (1996) apresentam as vantagens da modernização das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica, quando esta se encontra com uma idade avançada.

Chaves et al. (1997) discutem como o parque gerador da CESP, cuja maior parte foi instalado nos anos 60 e 70, tinha usinas que já começavam a apresentar sinais acentuados de desgaste, chegando-se a alguns casos a uma manutenção custosa, com paradas prolongadas e em épocas não programadas.

Souza et al. (1997) apresenta uma metodologia para auxiliar a tomada de decisão quanto à conveniência da realização de investimentos na recuperação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Fogaça e Marinho (1997) desenvolvem estudo a partir de um problema existente desde a entrada em operação dos grupos geradores da Usina Gov. Parigot de Souza. O exame revelou a possibilidade de elevar a potência nominal de cada gerador em até 16,6%. Enne et al. (1997) colocam que a reforma de unidades geradoras é motivada pelo seu fim de vida útil. Sendo atrativa sua realização.

Santos e Dias (1999) propõem um método para avaliação de ganhos técnicos com a modernização das unidades hidrogeradoras. Santos (1999) em sua tese de doutorado apresenta método para identificar ganhos de produtividade no conjunto turbogerador baseado em levantamento junto aos agentes.

Macedo e Camargo (2001) identificaram que o envelhecimento da usina levou à reabilitação das máquinas com diminuição de paradas para manutenção. Veiga (2001) relata o ganho sistêmico de potência auferível para o SIN via repotenciação. Santos e Furtado (2001) elencam parâmetros técnicos para auxílio no processo decisório de repotenciação das máquinas. Uemori et al. (2005) destacam que intervenções nas máquinas resultam em extensão da vida

útil das máquinas. Alvares et al. (2005) destacam a importância da definição do escopo técnico de repotenciação para se alcançar as expectativas.

Pacheco et al. (2007) registram a necessidade da modernização justificando a intervenção pelos benefícios operativos alcançados. O autor considerou também possíveis perdas devido à queda de rendimento das máquinas com efeito na receita da usina. Outro benefício esperado é melhoria da operação e manutenção da usina. Henrique et al. (2007) propõem metodologia que reconhece o fim de vida útil e a necessidade de repotenciação. Gyori (2007) encontra possibilidades de ganhos de capacidade e energia, sendo a repotenciação uma ótima medida para aumento da receita da companhia.

Lucena et al. (2009) relatam a repotenciação como medida adotada diante da recuperação do gerador da CHESF. Silva et al. (2011) cobrem o escopo do que deve ser considerado pelos projetistas e empresas geradoras de energia relativamente a projetos de modernização de hidrelétricas. Sales et al. (2011) dispõem nova metodologia desenvolvida e aplicada para análise da viabilidade da repotenciação de hidrogeradores.

Santos (2014) descreve o desenvolvimento do processo de repotenciação das unidades geradoras da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II. Entendeu a repotenciação como a solução ideal, pois proporcionou maior confiabilidade, aumento da disponibilidade das unidades geradoras, da vida útil e o aumento da produção de energia elétrica com melhor eficiência.

Reis e Costa (2015) reportam como a recapitação das máquinas em razão de uma emergência técnica, absorveu os avanços tecnológicos e trouxe aumento da confiabilidade e elevação da sua capacidade de geração.

Deve-se notar que esses estudos são caracterizáveis como ações individuais desprovidas de coordenação de políticas públicas para o setor. Não são resposta a uma política pública, mas ações emergenciais de reforma.

Também foi revisada a literatura categorizada do uso da repotenciação como instrumento de política energética. Bermann et al. (2004) colocam a repotenciação como capaz de agregar ganhos energéticos, de capacidade e de sustentabilidade que economicamente se justificariam. Sugerindo programa dedicado a esse fim.

Em diálogo direto com o trabalho de Bermann et al. (2004) EPE (2008) identifica ganhos exíguos de energia em razão de ganhos de eficiência da tecnologia construtiva mais recente e relata possíveis ganhos de capacidade, porém levanta dúvidas sobre se esses ganhos seriam capazes de promover a repotenciação, destacando a necessidade de reformas regulatórias que incentivem ou reconheçam o valor das ações de recapitação das usinas.

A pesquisadora norte americana Kosnik (2008) em estudo sobre as potencialidades das usinas hidrelétricas salienta o uso da repotenciação de usinas nos Estados Unidos como uma medida capaz de reduzir emissões de GEE, considerando medida economicamente atrativa, sem, porém, avançar mais no tópico.

Lemos (2014) analisou a viabilidade técnica e econômica da motorização de poços vazios previamente escavados e concretados, existentes em usinas brasileiras. Essa potência seria disponibilizada na ponta do SIN. Porém os resultados encontrados mostram que somente a remuneração do ganho de energia resultante da motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas analisadas. As principais conclusões sinalizam para a obtenção de soluções econômica e regulatória que fomentem a viabilização da motorização dos poços vazios sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, incluindo a valoração do acréscimo de potência instalada.

Gomes (2013) foca a geração de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas através da repotenciação. Chama atenção para o fato de que as UHE brasileiras estão envelhecendo e precisam passar por algum processo de modernização para manter (ou aumentar) sua geração. A autora conclui que a para uma maior difusão do processo de repotenciação falta legislação e regulação para este tipo de empreendimento.

Em amplo estudo sobre a repotenciação das usinas hidrelétricas brasileiras, EPE (2019) reavalia esse potencial tanto sob as óticas de ganho energético quanto de capacidade. O trabalho aponta limitações regulatórias brasileiras reconhecidas como não incentivadoras da repotenciação e enxerga uma janela de oportunidade para iniciativas que promovam a maior eficiência de geração do parque hidrelétrico brasileiro, que já se encontra em estágio maduro e em vias de envelhecimento.

Mais diretamente associada à sustentabilidade ambiental a repotenciação foi tratada por alguns autores. Destaca-se Borborema (2015), que apresenta uma alternativa de repotenciação de usinas hidrelétricas como resposta aos efeitos das mudanças climáticas na geração de energia hidrelétrica no Brasil.

Em nível internacional, alguns centros de pesquisa dedicados ao setor energético abordam a questão e produzem material sobre o tema. Porém, também não avançaram na solução. Limitam-se aos ganhos técnicos, e replicam que a repotenciação é um tema que merece atenção governamental. EPRI (2000), IEEE (2006) e IRENA (2012) colocam que a repotenciação torna-se atraente à medida que os custos de O&M crescem e que os benefícios da modernização reduzem essas despesas por meio do aumento de receita da planta.

Rahi e Kumar (2016) colocam os ganhos da repotenciação com aumento da potência instalada financeiramente vantajosos, por meio da análise custo-benefício. Contudo as derivações não podem ser estendidas a todos os projetos visto o caso de trabalho em exame ser propício a essa ampliação.

Em recente trabalho produzido na Europa, Qaranta e outros (2021) concluem que a modernização de usinas nos países da União Européia e em todo continente europeu traria ganhos de geração de energia da ordem de 8,4% e 9,4% respectivamente. O resultado reforça a importância técnica e energética do tema na agenda de política energética da região, contudo não avançam na enumeração ou proposição de formas de solução dessa premente questão.

Portanto, temos que a literatura técnica e acadêmica reconhece os ganhos técnicos e econômicos que a medida traz, porém encerram a investigação quanto às formas de fomento, operacionalização da solução coletiva e viabilização regulatório-econômica-econômica para provimento da solução técnica. A razão está em que nem sempre a energia incremental agregada é capaz per si de viabilizar investimentos de tal monta. Santos (2003) inicia o debate quanto ao necessário reconhecimento regulatório dos benefícios que a repotenciação pode trazer, sem contudo, explorar profundamente a questão. Propõe que sejam feitos estudos estímulos tarifários que instiguem investimentos em R&M. Santos (2001), Bermann (2005), EPE (2008), Gomes (2013) e EPE (2019) relatam que os incentivos para ações de capacitação existentes na regulação brasileira aliados aos potenciais ganhos energético-econômicos são insuficientes para a remuneração do investimento requerido. Embora exista a solução técnica, falta uma solução no âmbito regulatório, econômico e financeiro instrumentalizada em uma política energética que trate a questão.

Enfim, o tema é tecnicamente relevante e sua solução traz ganhos sistêmicos que extravasam a questão técnica. Ao resolver essa questão, oferta-se solução para o problema de suprimento de potência dos sistemas elétricos, melhora-se a produtividade da economia e promove-se a sustentabilidade ambiental.

Porém as políticas públicas implementadas para trato da questão carecem de sistematização acadêmica, a qual é a contribuição deste trabalho. Essa sistematização dos instrumentos disponibilizados será fundamentada em pesquisa de políticas públicas específicas de repotenciação de usinas hidrelétricas. Neles destacam-se, por parte dos EUA, o *Act of Energy* de 2005, o *Investment and Recovery Act* (2009) e as políticas estaduais de *Renewable Portfolio Standard*. Pelo lado canadense, as políticas públicas de fomento de energia limpa federais e provinciais serão analisadas. Em ambos os países os efeitos da política energética na repotenciação de usinas serão identificados e avaliados.

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos. O primeiro, este, introduz o tema e apresenta a estrutura desta dissertação. Os capítulos 2 e 3 versam sobre as Políticas Públicas e mecanismos regulatórios de repotenciação nos Estados Unidos e Canadá, relacionando os mecanismos de investimentos, bem como seus resultados. O capítulo 4 compara e sintetiza as políticas públicas de ambos os países, analisando os mecanismos de política energética e o resultado quantitativo dessas políticas. Nesse capítulo, também será apresentado uma proposta de Indicador de Repotenciação de Parques e Usinas Hidrelétricas, uma métrica inédita que avalia a aptidão de um parque hidrelétrico para repotenciação. O capítulo 5 conterà as conclusões e considerações finais, com apontamentos de possíveis temas de trabalhos futuros para o Brasil, país fortemente dependente da hidroeletricidade e que enfrenta a questão proposta nesta dissertação (EPE, 2019 e 2021).

3 O CASO DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

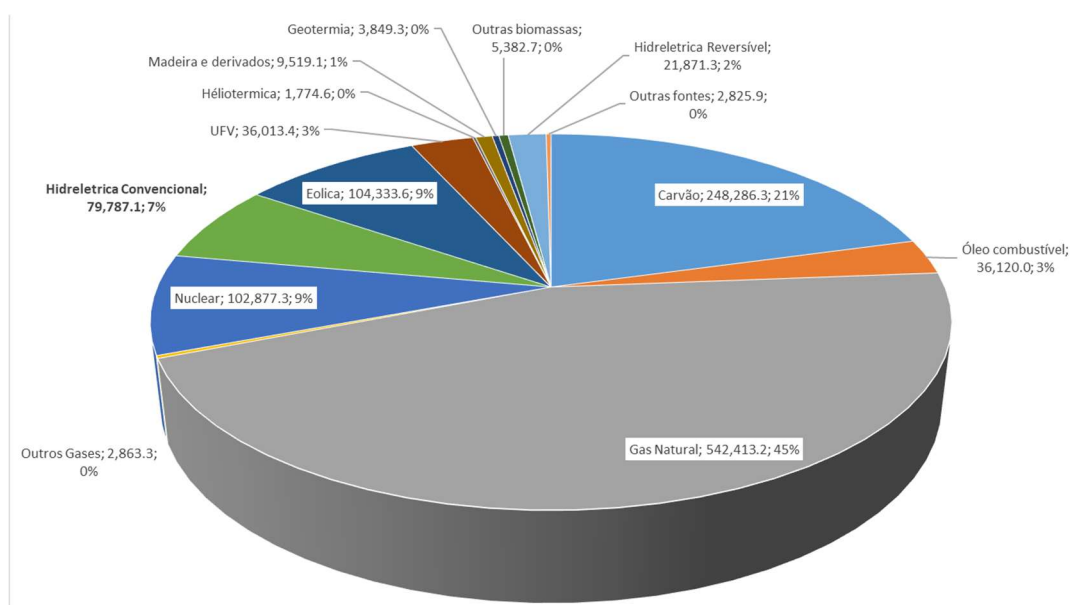
Neste capítulo serão apresentados o perfil do parque hidrelétrico norte americano, a importância local da fonte para seu suprimento energético, as visões de futuro da tecnologia do ponto de vista de seus agentes e do governo, as políticas públicas de repotenciação desenhadas em nível federal e estadual e seus resultados.

3.1 A MATRIZ ELÉTRICA DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA (EUA)

Em 2019, os Estados Unidos contam com 1.200 GW (EIA, 2021) de potência elétrica instalada, cuja distribuição por fonte pode ser visualizada na Figura 1. Tal matriz é composta por diversas tecnologias: termelétricas de diferentes fontes; usinas eólicas *onshore* e *offshore*; usinas solares fotovoltaicas e heliotérmicas; hidrelétricas, convencionais e de bombeamento, e outras tecnologias.

Ao se analisar a capacidade de geração elétrica por fonte primária, observa-se que na matriz elétrica norte-americana predomina a geração produzida a partir de combustíveis fósseis (69%). Já o parque hidrelétrico americano, somadas a capacidade de usinas convencionais e de bombeamento, terceiro maior do mundo (IHA 2021), conta com aproximadamente 100 GW e responde por 9 % da capacidade instalada do sistema.

Figura 1 – EUA - Capacidade instalada em 2019.

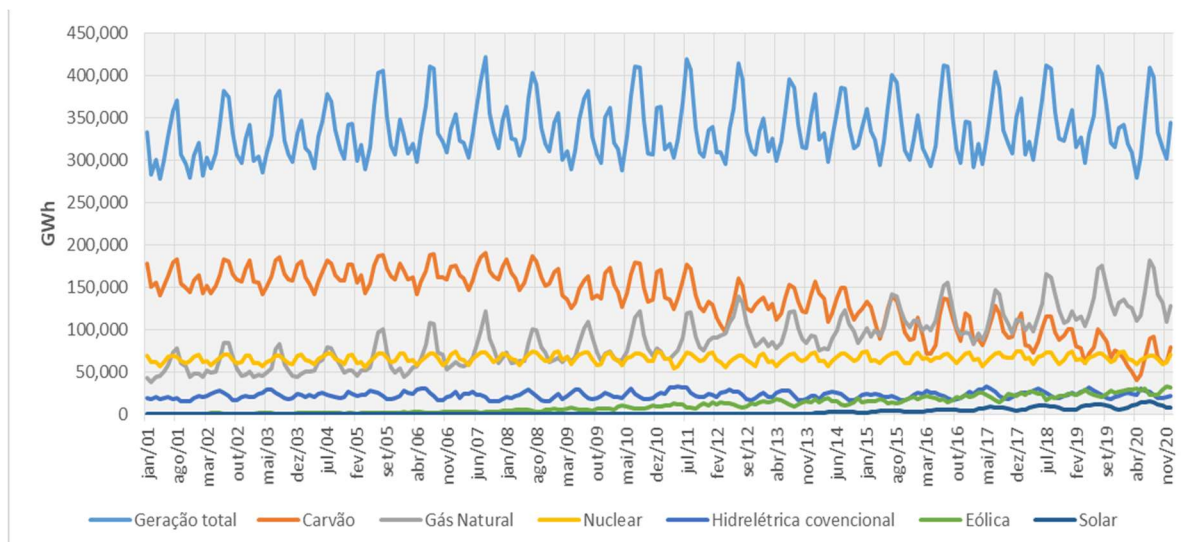


Fonte: EIA (2021)

A tendência atual de geração de energia do parque norte americano é de contínua substituição da geração a carvão por térmicas a gás natural. Essa permuta tecnológica pode ser

percebida a partir do final da primeira década dos anos 2000. As demais fontes permanecem com níveis estáveis de geração.

Figura 2 - EUA - Geração líquida de energia.



Fonte Elaborado pelo autor, baseado em EIA (2022).

3.2 PERFIL DO PARQUE HIDRELÉTRICO NORTE AMERICANO E SUAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Como mencionado, a capacidade hidrelétrica norte-americana subdivide-se em dois tipos de usina: convencionais, que aproveitam o fluxo natural dos cursos d'água, podendo armazená-lo nas usinas que contam com reservatórios de acumulação, e usinas reversíveis, que realizam a ciclagem de captação de água para armazenamento e posterior geração. As usinas do primeiro tipo, objeto deste estudo, contam com 79.797 MW de potência instalada, já as usinas de bombeio totalizam 21.871 MW (EIA, 2021).

Fonte renovável pioneira, a hidroeletricidade iniciou sua instalação há mais de um século e sua expansão se dá até 1980, inflitando até estagnação a partir de 1985, Figura 3. Embora ainda exista potencial hidráulico não aproveitado no país, a competitividade da fonte é afetada pelo processo de licenciamento ambiental, que contém incertezas inerentes ao tema, mas cujos riscos elevam seus custos de instalação e afastam potenciais investidores (O'CONNOR *et al.*, 2016).

Outra forma de ver a expansão da hidroeletricidade nos EUA é associá-la aos ciclos de expansão econômica do século XX, Figura 4:

1º Ciclo: vai até 1929, ano da grande crise;

2° Ciclo: segue as políticas do New Deal para recuperação econômica pós-crise de 1929 e ao esforço exigido pela Segunda Guerra mundial;

3° Ciclo: síncrono ao período econômico denominado “Trinta anos gloriosos” da economia mundial;

4° Ciclo: período é contemporâneo aos choques do petróleo e vai até 1985;

5° Ciclo: possui pouca capacidade adicionada anualmente;

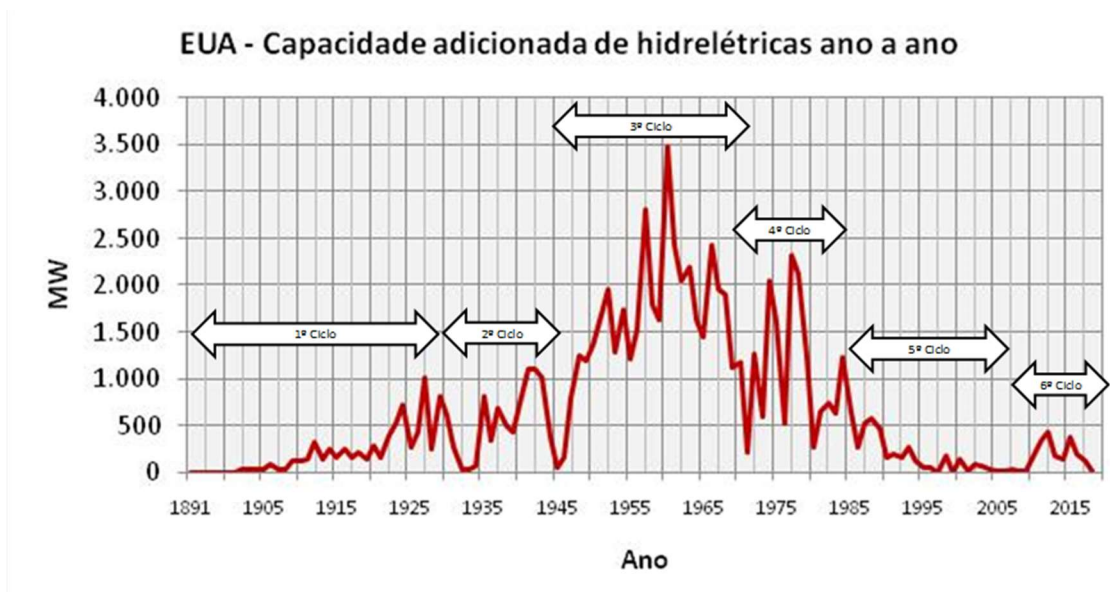
6° Ciclo: último de expansão hidrelétrica, inicia-se a partir de 2010.

Figura 3 – EUA - Evolução da capacidade hidrelétrica de usinas convencionais.



Fonte: Elaborado a partir de EIA (2020)

Figura 4 - EUA - Capacidade anual instalada e ciclos de expansão hidrelétrica.



Fonte: Elaborado a partir de EIA (2020).

Esse último período é o ciclo que interessa a este trabalho. Uria-Martinez e outros (2015; 2018) atribuem a expansão desse período às repotenciações das hidrelétricas existentes. E, mais importante, tal expansão se deu sob o bojo de políticas públicas de energia especialmente desenhadas para fomentarem investimentos nas hidrelétricas existentes e obterem acréscimos de capacidade, energia e aumento da confiabilidade operativa, além da renovabilidade do maquinário. Enfim, essas políticas fixaram diretrizes e amparam-se em fundamentos de políticas públicas de energia que resultaram em um novo ciclo de expansão.

3.3 O PARQUE HIDRELÉTRICO NORTE-AMERICANO

Conforme exposto no Capítulo 1, a repotenciação de usinas é tecnicamente indicada à medida que as plantas envelhecem. A idade média do parque norte-americano, seja por média simples, seja por média ponderada pelo início operativo de cada máquina, indica forte elegibilidade à atualização tecnológica. Considerando parâmetro de 25 anos para as primeiras investigações, nota-se que a medida é superada em até 2,7 vezes.

Quadro 1 - EUA - Idade das máquinas instaladas

Grandeza	Valor
Idade média	67
Idade média ponderada	59

Fonte: Elaborado a partir de dados do EIA (2020)

Geograficamente, as usinas estão situadas e concentradas conforme disponibilidade hidrológica e de locais apropriados para instalação. Por estado, tem-se a seguinte distribuição (Tabela 1).

Tabela 1 - Potência instalada de UHE por estado

Estado	P_{instalado} (MW)	%	% Acumulado
Washington	21.177	27%	27%
Califórnia	10.074	13%	39%
Oregon	8.429	11%	50%
Nova Iorque	4.692	6%	56%
Alabama	3.318	4%	60%
Arizona	2.718	3%	63%
Montana	2.710	3%	67%
Idaho	2.687	3%	70%
Outros	23.984	30%	100%
TOTAL	79.791		

Fonte: Elaborado a partir de EIA (2020)

Esta pesquisa restringiu a investigação de Políticas Públicas de Repotenciação a Washington, Califórnia, Oregon, Nova Iorque e Alabama. Essas unidades federativas

concentram 60% do potencial de hidrelétricas convencionais do país. A pesquisa também realiza um recorte do nível de jurisdição dos programas de política energética, apenas os níveis federal e estadual serão investigados, por serem as instituições públicas que dispõem de maior capacidade de operacionalização de políticas de energia. Além disso, do ponto de vista de atribuições legais, a política de hidroeletricidade é conduzida pela *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC e entidades governamentais estaduais (IEA, 2019).

3.4 POLÍTICAS DE ENERGIA NORTE-AMERICANAS E O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS EM SUA MATRIZ

O exercício do poder político nos Estados Unidos é dividido entre a União e os Estados. Essa repartição franqueia aos estados a edição, fiscalização e implementação de políticas energéticas. No que concerne às usinas hidrelétricas, as diretrizes regulatórias são de domínio da União. A coordenação federal de projetos hidrelétricos nos EUA foi iniciada em 1920, com o *Federal Power Act*, que foi reformado ao longo dos anos, tendo sua última grande modificação realizada no ano de 2005 via *Energy Policy Act – EPA* (Lei de Política Energética – LPE) (IEA, 2019).

Por não estarem isoladas de outras disciplinas, as políticas de energia relacionam-se com outras políticas, da seara ambiental, por exemplo, a qual não apenas tangencia assuntos comuns como delinea contornos da política energética. O *Clean Air Act*, de 1963, estabeleceu padrões de emissões de fontes fixas e móveis de gases poluentes. O *National Environmental Policy Act* de 1970 estabeleceu que as agências federais realizassem estudos de impacto ambiental para obras de infraestrutura e de utilidade pública (IEA, 2019). Assim, as políticas ambientais também interferem diretamente na matriz de geração.

A pesquisa guiou-se pela busca de políticas públicas de energia federais e estaduais, no período definido de 2001 a 2018, que reconhecessem a repotenciação como medida tecnológica desses programas e proovessem instrumentos econômicos e/ou regulatórios para o fomento dessas ações. A nível de jurisdição federal, duas políticas federais exerceram impactos diretos na repotenciação de usinas hidrelétricas: o *Energy Policy Act* de 2005 e o *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009. Já em nível estadual, serão analisadas as políticas de Portfólio de Energia Renovável -PER (*Renewable Portfolio Standards – RPS*). Os programas de política energética integrantes dessas legislações aumentaram substancialmente a disponibilidade de recursos para investimentos em energias renováveis, dentre os quais a recapitação das usinas.

3.5 ASPECTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA DOS EUA E O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS

As políticas energéticas revelam seu grau de hierarquia no montante de recursos destinado ao setor de energia e assentam nos seguintes pilares que as embasam: segurança energética de suprimento; economicidade e sustentabilidade ambiental (IEA, 2019; O'CONNOR et al., 2016; KOSNIK, 2008; PINTO Jr. et alli., 2007).

Nos Estados Unidos, a segurança energética de suprimento é um tema de alta prioridade. O país reconhece a centralidade que a energia tem para o funcionamento de sua economia (IEA, 2019). Ainda que a oferta de energia da hidroeletricidade responda por 7% (EIA, 2021) do suprimento norte-americano, esta cumpre um importante papel dentro desse sistema. Por ser uma fonte geograficamente situada dentro do país, desempenha um papel ímpar de atender parte da demanda de energia do país, suprimindo a demanda de forma independente de importações ou cenários externos adversos – como crises de preço ou de desabastecimento de petróleo e derivados. Ou seja, a hidroeletricidade assegura autonomia, pois é um recurso nacional que aumenta a disponibilidade interna de energia. Como a repotenciação tem por efeito manter e melhorar a disponibilidade e confiabilidade operativa do parque hidrelétrico existente, essa medida entra como uma política essencial para preservação do legado alcançado.

A hidroeletricidade também provê ao sistema elétrico flexibilidade operativa em função de sua dinâmica de geração; de renovabilidade, por se utilizar de um recurso natural renovável; e uma função econômica ao moderar de preços, dada sua pronta disponibilidade. Outra virtude das usinas hidrelétricas é sua flexibilidade, já que em segundos são capazes de fornecer energia, potência ou serviços ancilares ao sistema elétrico. Atributos que são eficientemente disponibilizados pela fonte (EPRI, 2013).

Outra importante contribuição da fonte hidrelétrica para o sistema é a redução dos efeitos econômicos dos picos de preço de energia fóssil e o provimento de serviços elétricos a um baixíssimo custo operativo. A repotenciação acentua essa contribuição ao trazer eficiência do parque e incrementos de amplitude operativa.

No que tange ao poder de mercado, as UHE, em razão de sua capacidade de deslocar o momento da produção de energia para aproveitar os melhores preços, dispõe de poder de mercado horizontal, beneficiando de forma homogênea todos os agentes. O correspondente físico desse poder está na capacidade de armazenamento que as UHE com reservatório detêm. Ao realocar a produção de energia para momentos em que o preço esteja fortemente influenciado pelas cotações dos combustíveis fósseis ou de alta demanda, a geração hidrelétrica

tem a faculdade de influenciar de forma desproporcional o preço da eletricidade, pois pode dispor aos consumidores grandes blocos de energia deslocando geradores marginais, dessa forma, picos de preços são moderados pela fonte (KOSNIK, 2008a).

Um último atributo importante da fonte é compor o portfólio de energia renovável, respondendo por parcela importante desse tipo de geração, pois desloca geração fóssil que emitiria gases de efeito estufa, caso utilizados (KOSNIK, 2008b), reforçando a renovabilidade da matriz. Sob a perspectiva ambiental, a maximização da geração hidrelétrica das plantas existentes também é uma medida positiva, porque a recapacitação das plantas eleva a produtividade das usinas, trazendo mais eficiência produtiva e ambiental ao fazer melhor uso dos recursos naturais. Caso a geração hidrelétrica se deteriore, energia substituída de outras fontes serão necessárias, algumas delas possivelmente emissoras de gases de efeito estufa. A opção de repotenciação das usinas existentes, portanto, é vantajosa também sob essa perspectiva (O'CONNOR et al., 2016; KOSNIK, 2008b; NYSERDA, 2002)

3.6 O CAMINHO INEVITÁVEL DA REPOTENCIAÇÃO

Demonstrado o valor das usinas hidrelétricas para a matriz de geração norte-americana observa-se, contemporaneamente, a desaceleração da expansão da tecnologia em novos aproveitamentos. A estagnação da expansão do parque ocorre principalmente face a ausência de sítios técnico-econômicos atrativos o suficiente para atender as condicionantes impostas no processo de licenciamento.

Essa situação não passou despercebida por associações de classe, governos e pesquisadores do setor. A *National Hydropower Association* – NHA (2020), associação do setor que representa as usinas hidrelétricas não-federais, enxerga como viável o incremento de produção hidrelétrica a partir de usinas existentes. As usinas existentes estão amortizadas, sendo extremamente rentáveis, uma vez que não há mais dispêndio envolvido para pagamento de obras-civis e de conexão, restando apenas despesas com operação e manutenção.

O Departamento de Energia dos EUA também entende que a expansão da capacidade de geração hidrelétricas virá em boa parte de adições de potência nas usinas existentes ou de melhorias operativas nas usinas. A capacidade incremental estimada possível de ser incorporada ao parque seria de 7 GW (O'CONNOR et al., 2016).

3.7 POLÍTICAS PARA REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS DE 2001-2018

Enumeradas as razões para esforços de repotenciação, serão apresentados a seguir tais políticas em nível federal e estadual, seus fundamentos, seus instrumentos econômicos e regulatórios para promoção e incentivo dessas ações. Feitas as seleções para delimitação do conjunto de pesquisa tem-se como assunto a análise e investigação das Políticas Públicas de Repotenciação de usinas hidrelétricas em nível federal e estadual para as cinco unidades estaduais de maior capacidade hidrelétrica instalada, no período de 2001 a 2018.

3.7.1 Nível Federal

3.7.1.1 Lei de Política Energética - LPE de 2005 (*Energy Policy Act - EPA 2005*)

Dentro do abrangente escopo de temas tratados na LPE de 2005, essa lei dispôs, em sua seção 1301, instrumentos que incentivaram a repotenciação das usinas hidroelétricas. Nela foram dispostas ações de levantamento do potencial de repotenciação, dotações orçamentárias aos projetos que incrementassem a eficiência de plantas hidrelétricas, instrumentos de crédito tributário para investimentos em repotenciação e subsídios tributários para empréstimos que financiassem produção de energia renovável. Na seara de elaboração de estudos, a seção 1834 do EPA determinou a realização de estudos para inventariar potenciais de ganhos de repotenciação.

Outra política de repotenciação presente na EPA 2005, seção 243, foi a de incentivos de eficiência hidrelétrica. Os proprietários ou operadores das plantas receberiam recursos federais conforme elegibilidade e comprovação de investimento nas usinas que alcançassem ganhos de eficiência de ao menos 3%. Contudo, algumas restrições delimitaram a receptibilidade dos benefícios: o valor do pagamento não pode superar 10% do total necessário e está limitado à cifra de US\$ 750.000 por planta. Essa política de incentivo contou com dotação de US\$ 10 milhões.

Os instrumentos dispostos foram os Créditos Tributários de Produção para Energia Renovável– CTPER (*Renewable Energy Production Tax Credits - PTC*) aplicados aos ganhos produtivos derivados de incremento de capacidade ou de aumento de rendimento das máquinas, isto é, a diferença quantitativa de produção energética exclusivamente atribuível à repotenciação. Quanto ao período em que a recapacitação ocorreu, a regra estabelece que as plantas candidatas precisam terem sido implementadas entre agosto de 2005 e de janeiro de

2014 - posteriormente o período foi estendido até janeiro de 2017. A Lei atribuiu ao *Federal Energy Regulatory Commission* - FERC a quantificação do montante energético atribuível aos ganhos de repotenciação. A determinação do incremental energético atribuível à repotenciação é feito a partir da diferença de produção estimada a partir das informações hidrológicas históricas da usina. Calcula-se a produção histórica média com a configuração de capacidade e rendimentos da usina existente e depois se calcula a exata produção sob a nova configuração. A diferença é alocada à repotenciação e faz jus ao crédito tributário pelo período de dez anos. Ganhos oriundos de estratégias operativas não são reconhecidos para usufruto desses créditos. O crédito fiscal oferecido começou com 1,5 centavos por kWh – em 2005 - e em razão da inflação atingiu 2,2 centavos em 2010.

Detalhe importante é que plantas de geração hidráulica fazem jus a somente 50% desse valor, ou seja, em 2010 o crédito tributário associado à produção de 1 kWh de hidroelétrica era de 1,1 centavos ou US\$ 11/MWh. Esse valor é significativo, visto que representa 30% do valor da energia comercializada por usinas federais e 16% de usinas privadas (URÍA-MARTÍNEZ, 2017). O tempo definido de usufruto dos créditos tributários é de 10 anos, esse período representa 20% da extensão operativa de usinas licenciadas pela FERC, que pode se estender até 50 anos (FERC, 2016).

Outro importante instrumento utilizado para a repotenciação das hidroelétricas foram os *Clean Energy Renewable Bonds* (CREBs), seção 1303, traduzidos aqui como Títulos de Energia Limpa e Renovável (TELRL). Essa modalidade de título estava destinada a entidades do setor público financiarem projetos de energia renovável. Os CREBs são emitidos e vendidos aos interessados, os juros, que remuneram os portadores do título, são então parcialmente cobertos pelo governo federal por meio de isenções fiscais. A implementação das políticas que operam com desembolso exigiu alocação de um montante financeiro correspondente. Em 2005, o montante alocado aos CREBs foi de US\$ 800 milhões.

A determinação de inventariar o potencial incremental de UHE no EUA resultou no documento de maio de 2007 do Departamento do Interior “*Potential Hydroelectric Development at Existing Federal Facilities for Section 1834 of the Energy Policy Act of 2005*”, que encontrou possíveis incrementos de 1.280 MW somente com repotenciação de usinas federais existentes.

Quanto ao mecanismo de incentivos de eficiência hidrelétrica, esta pesquisa não identificou repotenciações realizadas com seu uso.

A política de CTPER registrou 99 usinas participantes. O montante repotenciado foi de mais de 8.462 MW. Em termos de energia, foram agregados 1.670.000 MWh anuais ao sistema

elétrico. Quanto aos ganhos de projeto, alguns chegaram até 66%. Os participantes desse programa podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2 - UHE repotenciada com CTPER

ANO	Nome da Usina	Capacidade Autorizada (kW)	Estado	Incremento de Geração (MWh)	Ganho de Rendimento¹ (%)
2006	Clyde River	1.400	Vermont	5.095	2,81-25,1
2006	Forks of Butte	14.500	Califórnia	1.850	4,9
2006	Klamath	169.000	Califórnia	8.343	2,6
2006	Oswego Falls	9.000	Nova Iorque	3.862	10,26
2006	Piney	30.000	Pensilvânia	7.622	0,5-6,41%
2006	Lower Lachutte	3.800	Nova Iorque	736	5,17
2007	Balch	128.200	Califórnia	7.859	1,48
2007	Conowingo	530.800	Maryland	66.210	0,04-3,74
2007	J. Brodie Smith	15.000	Nova Hampshire	8.697	8,2
2007	Markland	64.800	Indiana	29.688	7,8
2007	Ninety-Nine Islands	12.000	Carolina do Sul	5.868	8,5
2007	Phoenix	1.600	Califórnia	380	3,51
2007	Vergennes	2.400	Vermont	2.388	23,05
2007	Kerr	207.600	Montana	35.519	3,31
2008	Avalon Dam	1.200	Carolina do Norte	1.131	32,91
2008	Birch creek	2.600	Idaho	2.412	15,65
2008	Haas-Kings River	183.600	Califórnia	27.474	1,79-2,5
2008	Hudson Falls	44.000	Nova Iorque	19.614	12,29
2008	John P. King Mill	2.200	Georgia	2.180	13,33
2008	Lawrence	14.800	Massachusetts	4.739	6,7
2008	London/Marmet	28.800	Virgínia Ocidental	16.916	4,1-8
2008	Mattaceunk	19.200	Maine	7.100	6,55
2008	Mayo	952	Carolina do Norte	177	6,7
2008	Penobscot Mills	81.200	Maine	21.870	2,3-16,7
2008	Piercefield	2.700	Nova Iorque	406	2,78
2008	Vernon	35.900	Vermont	56.401	41,64
2008	West Branch St. Regis River	7.000	Nova Iorque	1.604	4,52
2008	Woronoco	2.800	Massachusetts	3.920	7,62-46,7
2008	Pitt 3/4/5	312.330	Califórnia	8.025	0,2-0,31
2009	Dells	12.300	Wisconsin	13.690	35,36

¹ Deve-se considerar que os projetos de repotenciação por vezes não se aplicam a todas as máquinas da usina, daí haver diferentes ganhos de rendimento relatados na coluna.

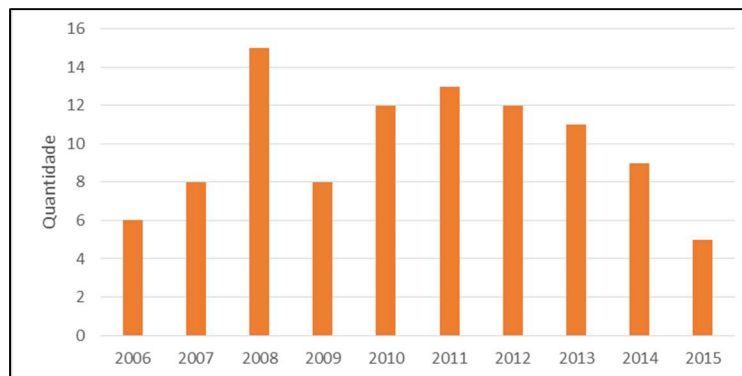
ANO	Nome da Usina	Capacidade Autorizada (kW)	Estado	Incremento de Geração (MWh)	Ganho de Rendimento¹ (%)
2009	Fifteen Mile Falls	369.000	Nova Hampshire	22.184	0.56-2.51
2009	Keowee -Toxaway	868.000	Carolina do Norte	55.972	3.19-3.29
2009	North Georgia	166.000	Georgia	17.163	0.39-10.33
2009	North Hartland	4.000	Vermont	1.490	3.51-11.65
2009	Osage	208.000	Missouri	122.855	1.5-16.9
2009	Riverside	7.900	Nova Hampshire	2.359	4,5
2009	Raquette River	11.000	Nova Iorque	24.912	35.5
2010	Baker	216.000	Washington	109.575	18,18
2010	Benton Falls	4.200	Maine	301	1,91
2010	Gilman	4.850	Vermont	3.626	4.89-10.81
2010	Gulf Island - Deer Rips	25.700	Maine	16.674	1.98-4.77
2010	Hardy	31.500	Michigan	8.162	8,93
2010	Missouri-Madison	324.100	Montana	162.986	0.44-52.41
2010	Mystic Lake	12.000	Montana	6.442	11,34
2010	Shawmut	8.800	Maine	2.839	4,43
2010	Weston	12.000	Maine	5.157	2.51-3.42
2010	Shawmutt	8.800	Maine	2.839	4.43
2010	Expanded Kansas River	7.000	Kansas	23.738	219.2
2010	Elk Creek	2.600	Idaho	153	4.1
2011	Bonny Eagle	7.200	Maine	2.227	0.8-3,7
2011	Cascade	7.900	Nova Hampshire	1.132	2.16
2011	Catawba-Wateree	819.000	Carolina do Norte	14.018	0.9-12
2011	Holtwood	247.300	Pensilvânia	415.196	0.86-60.4
2011	Lower Great Falls	1.300	Nova Hampshire	172	4,77
2011	Rumford Falls	44.500	Maine	20.427	2.66-4.73
2011	Snoqualmie Falls	51.500	Washington	22.030	9,3
2011	South Berwick	1.200	Maine	626	18,88
2011	St. Anthony Falls	13.700	Minnesota	17.313	18,24
2011	Stewarts Bridge	38.500	Nova Iorque	12.220	10,5
2011	Twin falls hydro	24.000	Washington	1.257	1.81
2011	Cabinet gorge	265.200	Washington	62.407	0.15-0.79
2011	Little Tallassee	185.000	Carolina do Norte	29.500	1-4.1
2012	Drum-Spaulding	119.600	Califórnia	7.118	2,51
2012	East Fork	26.175	Carolina do Norte	1.485	6
2012	Little Falls	4.600	Minnesota	58	1,4
2012	Peterborough	700	Nova Hampshire	208	14,5

ANO	Nome da Usina	Capacidade Autorizada (kW)	Estado	Incremento de Geração (MWh)	Ganho de Rendimento ¹ (%)
2012	Poe	142.800	Califórnia	12	2,1
2012	Safe Harbor	417.500	Pensilvânia	6.261	0,57
2012	West Buxton	7.700	Maine	894	2,75
2012	Wyman	72.000	Maine	19.901	1.8-3.45
2012	Yadkin	215.000	Carolina do Norte	4.000	0,74
2012	Rock Creek Cresta	126.000	Califórnia	43	8.6
2012	Union Gas	6.200	Maine	310	1.47
2012	Putnam	600	Connecticut	271	10.6
2013	Gorham	2.200	Vermont	3.117	12
2013	Hiram	10.500	Maine	318	0,6
2013	Lewiston Falls	28.700	Maine	2.909	2,07
2013	Lloyd Shoals	14.400	Georgia	933	1,29
2013	Moretown No 8	1.200	Vermont	326	10,7
2013	Station No 5	43.600	Nova Iorque	5.200	3,34
2013	Bethel Mills	300	Vermont	183	13.76
2013	Eury	800	Carolina do Note	535	18.7
2013	Tillery	84.600	Carolina do Sul	719	0.02-0.2
2013	Coosa	960.600	Georgia	10.895	2.2
2013	Troy	900	Vermont	827	33.77
2014	Big Falls Milldam	7.700	Wisconsin	1.465	3,78
2014	Hawks Nest	102.000	Virgínia Ocidental	4.754	12,94
2014	Rio	10.800	Nova Iorque	5.215	22,1
2014	Skelton	16.800	Maine	1.085	1,07
2014	Station 26	3.000	Nova Iorque	610	6,7
2014	Station No 2	8.500	Nova Iorque	1.989	5,4
2014	Winfield	24.500	Virgínia Ocidental	3.179	2,8
2014	Wissota	39.400	Wisconsin	7.100	5,43
2014	Glendale Hydro	1.140	Massachusetts	1.393	29.06
2015	Carver Falls	2.251	Vermont	2.235	27
2015	Essex No 19	8.000	Vermont	2.007	5,4
2015	Otter Creek	5.700	Vermont	8.499	3.9-24
2015	Waterbury	5.500	Vermont	3.907	24,8
2015	Saxapahaw	1.500	Nova Iorque	600	9.42
Total de 99 projetos		8,462,898.00		1,670,285.42	

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em FERC (2016), FERC (2022) e LOW IMPACT HYDRO (2022)

Ao visualizar a distribuição anual das concessões de CTPER, observa-se a relação causa-efeito da Política Energética desenhada e o desfrute do benefício por parte do público-alvo. Conclui-se que houve junção de interesses entre a política energética e seu público-alvo.

Figura 5 – EUA – Quantidade de adesões ao CTPER



Fonte: Elaboração própria

No caso dos CREBs, embora os valores alocados para emissão de títulos tenham sido consideráveis, não se identificou no sítio eletrônico do *U.S. Internal Revenue Service*, Receita Federal americana, usinas que tenham recorrido a esse instituto para promover repotenciação.

3.7.1.2 Lei de Recuperação e Reinvestimento Americana de 2009 (*American Recovery and Reinvestment Act 2009*)

A Lei do *American Recovery and Reinvestment Act - ARRA* de 2009 - foi a resposta governamental à severa crise econômica de 2008. O programa contido nessa lei buscou recuperar a economia pela preservação e geração de empregos em atividades e setores escolhidos. Uma das atividades elegíveis do setor elétrico foi a repotenciação de usinas hidrelétricas.

O ARRA se utiliza de políticas já desenhadas pelo EPA de 2005, porém novas possibilidades foram exploradas, a citar:

Investimento direto em usinas selecionadas por critérios de rápido provimento de energia e criação de empregos, seção 1705, no programa de Modernização de Usinas Hidrelétricas do Departamento de Energia, o *Hydroelectric Facility Modernization -HFM* (US, 2010);

Ampliação do orçamento dedicado aos Títulos de Energia Limpa e Renovável, rebatizadas de *New Crebs*;

Permuta do reembolso do crédito fiscal por fluxo de caixa (*Cash Grants*), seção 1603 do ARRA.

A dotação orçamentária disponibilizada ao Departamento de Energia para efetivação das políticas do ARRA – as quais se estendem muito além do escopo de repotenciação - foi de US\$ 4,5 bilhões (DOE, 2009). Cabia ao Tesouro Americano certificar a qualificação do proponente para em caso de aprovação fazer usufruto dos recursos. Ao *Hydroelectric Facility Modernization (HFM)* foram destinados US\$ 30,6 milhões de dólares.

i. Resultados

Os resultados da política de investimento direto, derivadas do HFM, estão relatados no sítio do Departamento de Energia (2021) e podem ser vistos na Tabela 3. As usinas selecionadas para participarem do HFM totalizaram sete unidades, sendo que apenas uma não era especificamente de repotenciação.

Tabela 3 - Repotenciações realizadas em função do HFM.

Usina	Descrição	Geração Adicional (MWh)	Capacidade Adicional (MW)	Subvenção HFM (US\$)
Coosa River	Substituição de turbinas por novas com melhor eficiência.	36.087	-	6.000.000
Tapoco Cheoah	Substituição de turbinas por novas com melhor eficiência.	95.000	22	12.950.000,00
Cushman No. 2 Dam	Adição de máquinas e melhoria das existentes.	23.500	3,6	4.671.304
Boulder Canyon Hydroelectric Project	Substituição de turbinas por novas com melhor eficiência.	10.000	5	1.180.000
Fond du Lac	Reabilitação do conjunto turbogerador	6.000	-	815.995
Abiquiu	Adição de máquinas e reabilitação das máquinas existentes	6.000	3,1	4.558.344

Fonte: DOE (2014)

No caso das companhias que optaram por receberem *Cash Grants* (Aportes em Caixa) ao invés de PTC – o que só foi permitido após o ARRA, seção 1603 – tem-se o seguinte conjunto de empresas, na Quadro 2.

Quadro 2 - Usinas que optaram por *Cash Grants*

Data da Concessão	Nome da Companhia	Estado	Valor Aportado (US\$)
2010	Benton Falls Associates	ME	\$30.789,00
2011	Sierra Green Energy LLC	CA	\$41.365,00

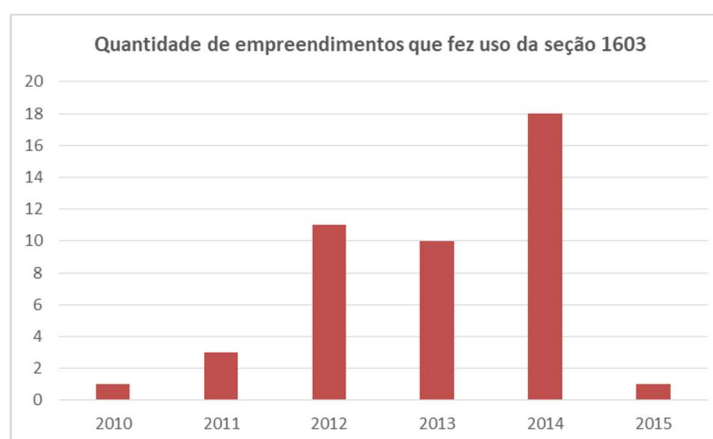
Data da Concessão	Nome da Companhia	Estado	Valor Aportado (US\$)
2011	Woronoco Hydro LLC	MA	\$241.722,00
2011	Ampersand Gilman Hydro LP	VT	\$197.139,00
2012	G. Neil Tocher, Inc. dba Twin Valley Hydro	CA	\$143.249,00
2012	FirstLight Hydro Generating Company	MA	\$15.479.051,00
2012	FPL Energy Maine Hydro, LLC	ME	\$11.566.467,00
2012	Great Lakes Hydro America LLC	ME	\$1.762.794,00
2012	Rumford Falls Hydro, LLC	ME	\$1.170.014,00
2012	Union Electric Company DBA Ameren Missouri	MO	\$4.805.387,00
2012	Alcoa Power Generating, Inc.	NC	\$25.789.974,00
2012	Safe Harbor Water Power Corporation	PA	\$4.241.788,00
2012	Duke Energy Carolinas, LLC	SC	\$7.685.615,00
2012	Great Bay Hydro Corporation	VT	\$1.461.779,00
2012	North Hartland, LLC	VT	\$286.340,00
2013	Putnam Hydro	CT	\$47.905,00
2013	Alexander and Baldwin, Inc.	HI	\$436.346,00
2013	El Dorado Hydro	ID	\$74.846,00
2013	The Bowersock Mills & Power Co.	KS	\$6.423.155,00
2013	Exelon Generation Company, LLC	MD	\$7.311.101,00
2013	Messalonskee Stream Hydro, LLC	ME	\$88.920,00
2013	American Hydro Inc. - Peterborough	NH	\$12.548,00
2013	Great Lakes Hydro America LLC	NH	\$684.247,00
2013	Somersworth Hydro Company, Inc.	NH	\$33.813,00
2013	Albany Engineering Corporation	NY	\$1.199.576,00
2014	Isabella Fish Flow Hydroelectric Project	CA	\$339.977,00
2014	Pacific Gas & Electric Company	CA	\$19.448.025,00
2014	Pepperell Hydro Company LLC	MA	\$1.118.617,00
2014	Black Bear Development Holdings, LLC	ME	\$9.997.008,00
2014	Brookfield White Pine Hydro LLC	ME	\$11.620.537,00
2014	PPL Montana, LLC	MT	\$55.612.423,00
2014	Brookfield Smoky Mountain Hydropower LLC	NC	\$7.818.786,00

Data da Concessão	Nome da Companhia	Estado	Valor Aportado (US\$)
2014	Duke Energy Carolinas, LLC	NC	\$49.395.049,00
2014	Duke Energy Progress, Inc.	NC	\$3.296.505,00
2014	EWP LLC	NC	\$111.360,00
2014	TransCanada Hydro Northeast Inc.	NH	\$6.530.937,00
2014	Erie Boulevard Hydro Power LLC	NY	\$7.648.847,00
2014	Rio3 SPV, Inc.	NY	\$1.893.516,00
2014	PPL Holtwood, LLC	PA	\$108.156.436,00
2014	Bethel Mills Electric, LLC	VT	\$667.888,00
2014	Troy Mills Hydroelectric, Inc.	VT	\$919.642,00
2014	Puget Sound Energy, Inc.	WA	\$107.875.804,00
2014	Hawks Nest Hydro LLC	WV	\$6.429.574,00
2015	Rochester Gas and Electric Corporation	NY	\$19.267.389,00
-	Total	44	\$509.364.250,00

Fonte: DOT (2018)

Os dados de ganhos de capacidade² instalada foram de 1.324 MW e nota-se a adesão significativa de agentes e do montante envolvido, o que evidencia interesse das companhias pela política energética.

Figura 6 – Usinas repotenciadas que fizeram uso da seção 1603 do ARRA.



Fonte: Elaboração própria

Para identificação de empreendimentos que fizeram uso dos *New Crebs*, cruzaram-se informações do IRS (2021) com informações das usinas, via consulta aos sítios das companhias.

² Como o programa de Cash Grants baseava-se na permuta de créditos tributários por fluxo em dinheiro e os documentos não relacionam o incremental de potência de cada companhia que aderiu ao programa, não se pode afirmar que houve 1.324 MW líquidos adicionais. Pois companhias que fizeram uso do PTC permutaram o benefício por receita em caixa.

Ao menos seis projetos empreenderam repotenciações com esse instrumento. Os valores envolvidos foram da ordem de 270 milhões de dólares, Quadro 3.

Quadro 3 - EUA – Repotenciações com uso de New Crebs.

Entidade peticionante	Tipo	Estado	Valor Alocado (US\$)
City of Holyoke Gas & Electric Department	Serviço público de geração	MA	19.125.276,26
Public Utility District No. 2 of Grant County		WA	140.046.217,24
Public Utility District No. 1 of Pend Oreille County, Washington		WA	68.724.641,35
Seattle City Light		WA	31.013.961,50
City of Tacoma Department of Public Works DBA Tacoma Power		WA	11.306.311,96
Western Technical College	Escola	WI	1.000.000,00
TOTAL			271.216.408,31

Fonte: Elaborado pelo Autor

Sumarizando os resultados das políticas federais, têm-se cinco políticas de fomento à repotenciação de hidrelétricas, cujos resultados estão relacionados no Quadro 4.

Quadro 4 - EUA - Sumário de políticas federais

Política	Número de adesões	Grandezas atingidas
<i>Power Tax Credits</i>	79	8.463 MW repotenciados e incremento de 1.670.285MWh de energia ao sistema.
<i>Hydropower Efficiency</i>	0	-
<i>CREBS</i>	0	-
Investimento direto	06 usinas	Incremento de 28,6 MW e acréscimo de 177.917 MWh de oferta.
<i>Cash Grants</i>	44 usinas	1.324 MW adicionados. Movimentou US\$ 510 milhões de dólares
<i>New Crebs</i>	06 usinas	Movimentou US\$ 270 milhões de dólares
<i>Inventário de repotenciação</i>	-	1.283 MW de possíveis adições de repotenciação.
Total	135 adesões	

Fonte: Elaborado pelo autor

Os programas de repotenciação em nível federal atraíram e confirmaram a participação de 135 usinas, renovação de mais de 8.463 MW, 10,6% do potencial total instalado, e movimentando mais de US\$ 780 milhões dólares. Também se inventariou potencial de repotenciação de mais de 1GW, acervo que a medida em que for se viabilizando agregará mais capacidade instalada e energia ao sistema norte-americano.

3.7.2 Políticas Estaduais de Energia

Conforme discutido, 60% do parque hidrelétrico situa-se em cinco estados, daí restringir-se a pesquisa das políticas públicas aos estados de Washington, Califórnia, Oregon, Nova Iorque e Alabama.

As principais políticas desenvolvidas pelos estados são os Portfólios de Energia Renovável - PER, em inglês *Renewable Portfolio Standard* – RPS. Kosnik (2008) elenca que, em 2003, três estados operacionalizavam políticas energéticas deste tipo. Em 2007, já eram 28 estados e, em 2019, 29 Estados mais o Distrito de Columbia (HEETER e outros, 2019).

As políticas de PER ou RPS são políticas que delineiam quantidades mínimas de participação de fontes de energia renovável para atendimento aos consumidores de energia. Essas quantidades podem variar conforme a necessidade, os objetivos e as escolhas políticas dos cidadãos e dos governantes. O instrumento regulatório é a elegibilidade restrita às fontes definidas como renováveis por cada estado. O instrumento financeiro e de rastreamento utilizado para auditar e operacionalizar financeiramente essa política são os Certificados de Energia Renovável (CER), em inglês *Renewable Energy Certificates* (RECs). Trata-se de títulos emissíveis a cada 1 MWh produzidos que representam o atributo de renovabilidade dessas fontes. Estes títulos são transacionáveis e seus efeitos jurídicos auxiliam no cumprimento das metas de quantidade do RPS ao conceder selo de sustentabilidade a uma quantidade de energia produzida por uma fonte não-renovável. A receita dos geradores que participam do PER é composta pela venda da energia em si e pela venda dos CER.

3.7.2.1 Washington

O Estado de Washington abriga o maior potencial hidrelétrico instalado dos Estados Unidos. Essa capacidade deriva da vocação especial para geração de energia da bacia do rio Columbia. Grand Coulee, a maior usina do país, com 6.810 MW situa-se no estado. Essa disponibilidade energética produz benefícios econômicos a esta unidade da federação, fazendo com que o estado tenha preços competitivos de energia. Em 2018, o estado de Washington registrou o terceiro preço médio varejista mais baixo do país (EIA, 2021).

Em 2006, Washington promulgou o *Energy Independence Act*, tornando-se o segundo estado do país a possuir um RPS. A regulação impunha às concessionárias de distribuição do Estado que suprissem uma parcela de sua demanda por meio de fontes renováveis. O programa permaneceu efetivo até 2018. Em 2019, a legislação foi modernizada sob o nome de *Clean*

Energy Transformation Act, S.B. 5116, que ambiciona 100% de energia renovável até 2045 (DSIRE WASHINGTON, 2021; WASHINGTON STATE, 2021). Os pilares que fundamentaram a política energética de 2006 foram (WASHINGTON EIA, capítulo 19.285, 2006):

- i) Redução dos gases de efeito estufa;
- ii) Estabilização de preços de energia elétrica;
- iii) Proteção ao ar puro e à água;
- iv) Criar empregos de alta qualificação;
- v) Treinar novos profissionais; e
- vi) Posicionar o estado como líder nacional em energia limpa.

Naturalmente, a obtenção dessa energia renovável passa por estimular a produção de plantas do tipo. A energia gerada a partir da repotenciação está inclusa entre as tecnologias renováveis desde que:

- Atenda critérios de propriedade de capital;
- Seja resultado de melhorias de eficiência produtiva;
- Não resultem de novos desvios de água ou novos reservatórios;
- As obras tenham sido concluídas após 31 de março de 1999; e
- Situem-se, que as usinas estejam instaladas na região do Pacífico Noroeste.

Apenas a energia incremental atribuível ao ganho de eficiência pode compor a oferta contratual, (DSIREa, 2021; WASHINGTON EIA, 2021)

A aferição da elegibilidade das repotenciações é responsabilidade do Departamento de Comércio do Estado de Washington que certifica o ganho incremental. O procedimento que calcula o valor é computado a partir de uma linha base que deve ser demonstrada no projeto de engenharia submetido ao certificador. Chancelada a repotenciação proposta, o REC é emissível e passa a ser comercializável, transacionável e liquidável, de forma que o concessionário da usina possa ter duas fontes de receita: venda da energia incremental e REC.

Em consulta ao Departamento de Comércio do Estado de Washington sobre usinas que comercializaram REC no Estado, foi possível identificar o número de usinas hidrelétricas que fizeram uso da política de RPS do Estado para repotenciação – o que não necessariamente implica exclusividade geográfica ao Estado, já que a legislação estende o benefício a todas as usinas da região do Pacífico Noroeste.

Em suma registram-se 15 usinas, que repotenciaram 4.785 MW, agregando incremento de capacidade de 459 MW.

Tabela 4 - Washington Repotenciações realizadas com RPS

Usina	P repotenciada (MW)	P original (MW)	ΔP (MW)	Incremento de Energia (%)	Data da Repotenciação
Baker River Project - Lower Baker Unit 3 e 4	111,2	79,2	32	28,3%	2013
Lake Chelan Hydro - A1	59,2	59,2	0	5,4%	2009-2010
Mossyrock - Mossyrock ReBuild	382	312	70	2,4	2010-2011
Priest Rapids - Unit 9	955,6	955,6	0	8,1%	2016
Rock Island Hydroelectric Project - U7	545,4	545,4	0	9,7%	2006-2008
Rocky Reach Hydroelectric Project - C9	1425	1407,5	17,5	14,7%	2003
Snoqualmie Falls - Snoqualmie Falls Unit 5	49,4	43,4	6	9,3%	2013
Wanapum - Unit 9A	1.221,7	1.148,4	73,3	4,4%	2013
Bonneville Dam - Bonneville Dam G1 - Casa de foça 1	596	596	0	4,2%	1999-2010
Chief Joseph Dam - 16 unidades	1412,8	1193,12	219,68	10x6,2% e 6x4,4%	2011-2017
Cougar Dam - G2	28,75	28,75	0	4,8%	2004-2005
Grand Coulee - G4	2.250	2.250	0	4,5%	2001-2011
Lookout Point Dam - Lookout Point G3	141,3	117,3	24	6,1%	2012-2014
Palisades Dam - Palisades Dam G4	132	118	14	7,4%	2012-2018
Hills Creek	34,5	32,4	2,1	5,6%	2015-2016
TOTAL	4.785		459		

Fonte: Elaborado pelo autor em levantamento ao DOE Washington.

Conclui-se que a política estadual atraiu geradores hidrelétricos, repotenciando 23% do parque estadual. O que resultou em ganhos incrementais de capacidade e energia. Os ganhos técnicos resultaram em elementos palpáveis para operação do sistema, refletindo-se em ganhos ambientais em vista do aumento da oferta de energia renovável disponível para os consumidores finais.

3.7.2.2 Califórnia

A Califórnia é o estado mais populoso dos Estados Unidos, possui a maior economia e é o segundo maior consumidor de energia do país. O estado tem buscado aumentar a eficiência energética e estimular a autogeração, o que tem reduzido a expansão centralizada da oferta. Em

razão de grande parte de seu território situar-se em clima seco, a hidrologia local varia conforme a disponibilidade hidrológica vigente. Portanto, tem-se que em 2015, a hidroeletricidade respondeu por 7% do suprimento, já em 2017, 21%, e em 2018, 13% (EIA, 2021).

O estado possui um programa de energias renováveis iniciado em 2002 que estabeleceu a meta de 20% de energia renovável nas vendas no varejo para o ano de 2017. Em 2015, o programa foi intensificado para que, em 2030, o percentual passasse a ser de 50%. Em 2018, o percentual foi aumentado para 60% em 2030. Há uma meta de que, em 2045, toda eletricidade do estado seja livre de emissões de carbono (CPUC, 2021).

Quanto aos valores políticos que fundamentaram a política de RPS do estado tem-se redução do uso de geração a partir de fontes fósseis; implantação de novas usinas renováveis; redução das emissões de GEE e demais poluentes; reforço da confiabilidade operativa e modicidade tarifária.

A *California Public Utilities Commission* – CPUC é a responsável por implementar e administrar o RPS com os varejistas de eletricidade. Também é a responsável por certificar as unidades de geração elegíveis. O documento *Renewables Portfolio Standard Eligibility Guidebook* (2006) consolidou os critérios de elegibilidade das fontes de geração e as repotenciações de plantas hidroelétricas estão no escopo.

O documento também delimita as situações em que tal procedimento é elegível. Nestes termos, se exige que a planta tenha até 30 MW de capacidade instalada, incluso o ganho com repotenciação. As demais exigências são de ordem de direitos de propriedade e requisitos de atendimento à legislação do código de águas, como o de não ampliar a captação de água para geração (CEC, 2006).

O uso de CER gerados fora do estado da Califórnia, mas liquidados neste estado, também estão sujeitas à legislação local. Isto é, eventuais repotenciações realizadas nos estados vizinhos que não se adequem ao enquadramento vigente da Califórnia não terão seus REC reconhecidos para fins de atendimento ao PER (CEC, 2006). No intercurso dos anos, adaptações foram realizadas a fim de estimular o melhor aproveitamento dos recursos hidrelétricos. Em CEC (2017), destaca-se a eliminação do limite de potência máxima de 30 MW para a usina.

A Divisão de Energia do governo da Califórnia monitora mensalmente a execução de todos os projetos de energia renovável executados pelos três maiores concessionários de distribuição, *Pacific Gas & Electric* (PG&E), *San Diego Gas and Electric* (SDG&E), e *Southern California Edison* (SCE), e disponibiliza essa informação em uma lista publicamente

acessível³. Em consulta a essa lista, não se registram ocorrências de projetos de repotenciação de usinas hidrelétricas pelo programa estadual de RPS.

Embora o parque hidrelétrico seja o segundo maior do país, a política de RPS californiana não registrou projetos de repotenciação de usinas hidrelétricas (CPUC, 2022). Em análise do perfil característico das usinas do estado, a suposição para esse insucesso repousa na limitação, por longo período - de 2006 a 2017 - de que apenas a repotenciação de usinas cujo potencial final estivesse limitado a 30 MW seriam elegíveis a política de RPS local.

Registra-se que usinas californianas repotenciaram suas máquinas, mas fizeram uso de instrumentos econômicos e regulatórios providos por estados vizinhos.

3.7.2.3 Oregon

O estado do Oregon, na costa oeste Americana, é o terceiro com maior capacidade hidrelétrica instalada, 8.400 MW. O estado exerce política energética por meio do *Oregon's Renewable Portfolio Standard*, que determina que, até 2040, 50% da eletricidade fornecida aos habitantes do estado sejam providas por fontes renováveis. Essa política tem caráter mandatório.

Em 2007, o estado promulgou o *Oregon Renewable Energy Act*⁴ of 2007, quando tinha apenas 2% de sua energia oriunda de fontes renováveis. O início da contabilização desse atendimento se daria a partir de 2011 (EWEP, 2014). A política de RPS do estado enseja a conservação dos recursos naturais de forma economicamente eficaz, confiável e viável e a redução de emissões de GEE (OREGON, sem data).

O rol de fontes elegíveis não inclui novas usinas hidroelétricas. Isso se deve a um objetivo da política energética do estado que é de incentivar a expansão de novas fontes renováveis. Contudo, é possível fazer uso da RPS para repotenciações que gerem energia extra. Detalhe relevante é de que a regulação do Oregon reconhece que o atendimento aos requisitos do RPS do estado pode ser obtido de fontes de geração instaladas em outros estados e até mesmo países, caso das usinas canadenses.

O processo para obtenção dos créditos de energia renovável envolve a certificação de elegibilidade pela agência reguladora do Oregon, o ODOE – *Oregon Department of Energy*. E posterior registro no *Western Renewable Energy Generation Information System*, plataforma de rastreamento das certificações emitidas (DSIRE OREGON, 2021).

³ Disponível em: https://www.cpuc.ca.gov/RPS_Reports_Data/

⁴ <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/2594>

Atendidas as condicionantes, os proponentes recebem a Certificação e os REC de energia gerados poderão ser utilizados para cumprimento do RPS do estado. As usinas são ainda periodicamente inspecionadas pelo ODOE. No caso da repotenciação, apenas a energia gerada em razão dos incrementos de eficiência ou capacidade fazem jus à emissão do REC. Em relação à repotenciação de usinas, os dados disponíveis em ODOE (2021) registram 7.000 MW repotenciados em 29 usinas. Nota-se que as usinas de todos os estados do Pacífico Noroeste demonstraram interesse em participar do RPS do Oregon.

Tabela 5 - EUA –OREGON, usinas repotenciadas com PER

Usina	Estado	Ano da Certificação	Capacidade Nominal (MW)	Ganho Incremental (%)
Big Fork	MT	2011	4,1	4,2
Bliss Unit #3	ID	2011	25	5,8
Bonneville Dam (1-10)	OR	2017	603,72	4,8
Box Canyon	WA	2008-2018	71,56	3,3
Brownlee	ID	2013-2018	9,58	0,03 a 3
Chelan Hydroelectric Project	WA	2017	59,20	5,4
Chief Joseph	WA/OR	2014	1412,32	4,4 a 6,3
Copco 1	CA	2011	20	0,5
Cougar Dam	OR	2017	28,75	4,9
Cutler	UT	2011	30	4,1
Faraday	OR	2013	36,6	1a 3,2
Grand Coulee G1-G18	WA	2019	2.250,0	4,2
JC Boyle	OR	2011	98,7	1,4
Lemolo 1	OR	2011	32,8	10,2
Lemolo 2	OR	2011	33,0	0,9
Lookout Point Dam	OR	2017	415,8	6,1
Lower Salmon Falls - Lower Salmon Falls Unit 4	ID	2018	15,0	2,6
North Fork 2	OR	2013	21,6	4,4
Oneida	ID	2011	30,0	7,6
Palisades Dam	ID	2011-2013	132,0	7,4
Pioneer	UT	2011	5,0	7,3
Prospect	OR	2011	39,2	1,7 a 10,9
River Mill	OR	2013	9,9	3,0
Rock Island Hydroelectric Project - B5	WA	2017	22,5	0,6
Rocky Reach Hydroelectric Project	WA	2011-2013	1299,6	5,8 a 8,7
Round Butte	OR	2013	164,6	9,6 a 10,3
Upper Malad - Upper Malad Unit 1	ID	2018	8,3	2,4
Willamette Falls – Sullivan	OR	2013	14,4	6,5
Yale 1 & 2	WA	2011	134,0	1,4
			4.780	

Fonte: ODOE (2021)

3.7.2.4 Nova Iorque

A política pública de energia do estado de Nova Iorque deriva do Plano Estadual de Energia (2002) que alertava sobre possíveis consequências ambientais, elétricas e econômicas da dependência de combustíveis fósseis. A preocupação ambiental amparava-se em melhorar a

qualidade do ar e reduzir a interferência negativa das mudanças climáticas. As preocupações com o sistema elétrico basearam-se em modernizar o parque existente, estimular novas plantas de geração de fontes renováveis e assim diversificar a matriz estadual. As preocupações econômicas visaram reduzir a dependência de combustíveis fósseis; evitar os impactos de picos de preço de gás e óleo e instaurar uma indústria de energia renovável no estado. Em conjunto, esses fundamentos de políticas públicas de energia terminam por reforçar a segurança de abastecimento do estado.

Os fundamentos políticos adotados no plano estadual serviram para desenho do programa estadual de padrão de portfólio renovável, que durou de 2004 a 2016. Após este período, o programa foi reformulado e a política energética prosseguiu sob o novo título de Padrões de Energia Limpa, em inglês *Clean Energy Standard - CES*. O CES também se baseou fundamentalmente nas mesmas diretrizes do programa anterior, sendo complementado por valores como sustentabilidade, novos empregos e empoderamento do consumidor. (NYS, 2016; NYSPUC, 2004)

O RPS estadual lista a repotenciação de hidrelétricas como uma fonte elegível à obtenção dos créditos. Algumas condicionantes são delineadas como: não haver aumento de capacidade de reservação e o usufruto estar limitado à produção incremental associada à repotenciação. Outra exigência é que a reforma da planta tenha sido realizada e entrado em operação comercial a partir de primeiro de janeiro de 2003. A certificação do atendimento regulatório é feita pela NYSERDA via verificação do projeto de engenharia apresentado (NYS, 2004).

O RPS de Nova Iorque conseguiu atrair a repotenciação de 36 usinas, de pequeno porte, repotenciando 66 MW, e negociando 254.700 MWh em REC.

Tabela 6 - Nova Iorque - Usinas repotenciadas com PER

Usina	Ano da Contratação	Capacidade Instalada (MW)	Energia negociada (MWh)
Spier Falls	2005	0,8	3.115
Higley Falls		2,2	8.917
Browns Falls		0,2	978
Allens Falls		0,3	1.675
Browns Falls		0,4	1.277
Colton		0,7	4.851
Eagle		0,5	3.181
East Norfolk	2006	0,9	6.207
Higley Falls		1,9	11.648
Norfolk		1,5	10.154
Norwood		0,5	4.628
Oswego Falls		0,6	4.049

Usina	Ano da Contratação	Capacidade Instalada (MW)	Energia negociada (MWh)
Raymondville		0,7	5.044
Piercefield Hydro		0,1	385
Effley Hydro	2007	0,3	1.399
Sherman Island		4,7	19.292
High Falls (Quebec)		14,7	26.410
School Street Hydro Project		5,16	21.885
Stewarts Bridge Hydro Project	2009	2,85	44.609
Taylorville Hydro Project		0,13	684
Wappingers Falls		0,12	474
Mechanicville Hydro	2010	4,5	19.000
Stuyvesant falls hydro		6	14.250
Stewarts Bridge Hydro Project (Expansão)		2,6	10.491
Black Brook Hydro	2011	0,6	1.900
Mill Street Dam Hydroelectric Generation Facility		0,3	1.535
Wave Hydro	2012	0,4	900
Rio Hydroelectric Bypass Flow Unit	2013	0,8	5.071
Fulton Unit 2	2015	0,56	4.493
Belfort Unit 3		0,36	1.975
Burt Dam Incremental Hydri		0,09	324
Fulton Unit 1		0,91	7.153
Glen Park	2016	7,18	32.166
North Division Street Dam Hydroelectric Facility		0,58	1.959
Swinging Bridge (minimum flow facility)		2,18	4.794
Tannery Island Hydro		0,17	827
TOTAL		66,49	254.700

Fonte: Contratações do RPS de Nova Iorque de 2005 a 2016.

3.7.2.5 Alabama

O Alabama é o quinto estado em capacidade hidrelétrica instalada. A fonte foi responsável por 8% da demanda local de energia elétrica no ano de 2019. (EIA ALABAMA, 2021)

Os objetivos das políticas públicas dirigidas ao setor de energia renovável são redução de custo de produção; redução dos custos de regulatórios envolvidos; redução de riscos intrínsecos às fontes renováveis; estímulo ao aumento do consumo residencial e comercial de energia renovável (BALLOTPEDIA ALABAMA, 2021).

No período de estudos considerado, o estado não possuiu um RPS ou meta de energia voluntária. Porém durante este período esteve em voga políticas tributárias vigentes para a compra e o investimento em equipamentos de energia. Trata-se de uma política geral de

investimentos, cujo escopo é geral, não dirigido especificamente para repotenciação de usinas (DSIRE ALABAMA, 2021).

As políticas públicas vigentes de estímulo ao consumo de energia renovável são incentivos financeiros para aquisição de energia de fontes renováveis. O *Local Option- Sales Tax Abatement for Renewable Energy Facilities*, que vigorou até 2018, baseava-se em redução de alíquotas tributárias sobre compra de equipamentos de tecnologias elegíveis, dos quais a repotenciação de hidrelétrica compôs o rol de tecnologias. No caso, compradores dessa energia são taxados com alíquotas inferiores, o que aumenta a atratividade do preço final da energia comercializada. O *Local Government Energy Loan Program* é dirigido às entidades públicas e escolas. O programa destina subsídios aos investimentos em tecnologias elegíveis, dos quais hidrelétricas integram o escopo (DSIRE Alabama, 2021a e 2021b).

O *Alabama Department of Economic and Community Affairs* (ADECA) dispunha de recursos financeiros para cobrir despesas de juros em projetos de energia. Investimentos em hidrelétricas estavam no escopo do programa que fora denominado de Alabama SAVES. Os recursos foram capitalizados pelo ARRA, daí a importância da coordenação de programas federais com estaduais (DSIRE ALABAMA, 2021c).

Após consulta exaustiva nos sítios eletrônicos do governo do Alabama, não foram encontrados em âmbito estadual registros de resultado e avaliação dessas políticas públicas. Entende-se que por não haver regulamento que premie de forma atrativa investimento ou por não haver políticas de inserção compulsória de geração renovável, o Estado não registrou repotenciação de hidrelétricas com políticas estaduais.

3.8 CONCLUSÕES E APONTAMENTOS

As razões de política energética refletidas na formulação de programas R&M que ampararam as decisões governamentais de políticas públicas, tanto em âmbito federal quanto estadual, foram:

- (i) A autonomia energética;
- (ii) A economicidade de preços;
- (iii) A sustentabilidade ambiental;
- (iv) O melhor aproveitamento dos recursos ambientais locais;
- (v) A geração de empregos; e
- (vi) A modernização do parque gerador.

A repotenciação é vista como instrumento energético fundamental para que os objetivos das políticas públicas de energia sejam alcançados nos Estados Unidos. Quanto à forma de se fomentar a repotenciação, os mecanismos regulatórios utilizados são:

- (i) Incentivos fiscais atrelados à produção incremental de energia; ou
- (ii) Cobertura dos custos de juros por meio de isenções fiscais;
- (iii) Estabelecimento de compra e produção compulsória de energia de tecnologias de fontes renováveis em âmbito estadual pela política de RPS;
- (iv) Subvenção direta em plantas selecionadas para fins de implementação de programa de repotenciação de usinas.

À exceção do caso californiano e do Alabama, todas as políticas foram exitosas em atrair interessados em realizar repotenciação de usinas hidrelétricas. No total, mais de 20.000 MW foram repotenciados no período 2001-2018, o que corresponde a 25% do potencial instalado do país em mais de um século. Houve aumento de oferta energética oriunda da fonte hidráulica e a modernização das unidades geradoras, maximizando a produção e garantindo confiabilidade operativa pela renovação técnica das máquinas.

Portanto, conclui-se que o último período de incremento de capacidade das hidrelétricas americanas é síncrono à validade e disponibilidade das políticas energéticas desenhadas e aplicadas. As análises detalhadas desses instrumentos estão contidas no Capítulo 4.

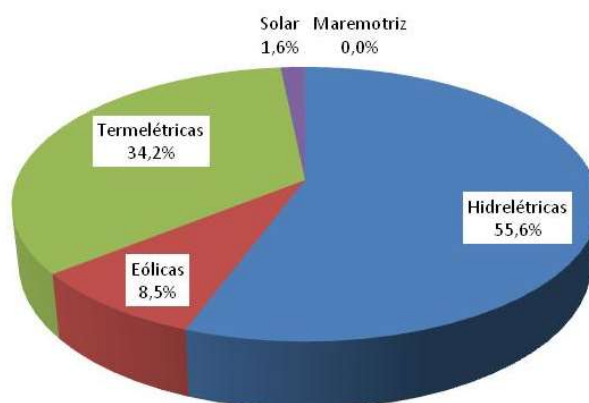
4 O CASO DO CANADÁ

Neste capítulo, são enumeradas as políticas de energia que incluem a repotenciação formulada pelo governo federal canadense e pelas províncias com maior capacidade hidrelétrica instalada: Columbia Britânica e Quebec. A primeira seção trata do perfil do parque hidrelétrico canadense e a segunda apresentada as políticas federais e seus resultados. Por fim, a terceira seção traz as políticas provinciais e os resultados alcançados.

4.1 A MATRIZ ELÉTRICA CANADENSE

Em 2017, o Canadá registrou 145,2 GW de potência elétrica instalada (STATISTICS CANADA, 2021). Sua matriz é composta por: termelétricas convencionais, nucleares, eólicas, fotovoltaicas, maremotriz e hidrelétricas. Trata-se de uma matriz predominantemente renovável. Seu parque hidrelétrico é o quarto maior do mundo (IHA 2021), com 81 GW, e responde por 55,6 % da capacidade instalada do sistema (CANADA ENERGY FACTS, 2020).

Figura 7 – Canadá - Matriz elétrica instalada (2017)



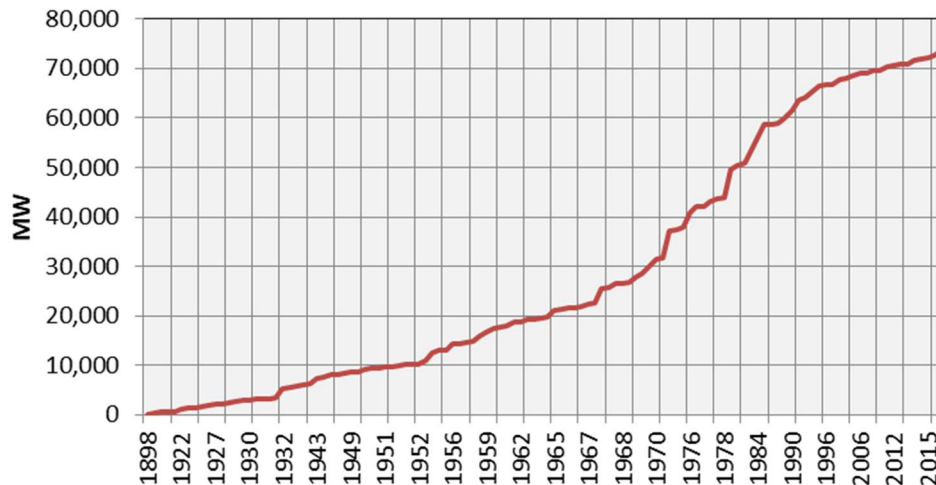
Fonte: Elaborado pelo autor com base em (STATISTICS CANADA, 2021).

Dados de 2018 registraram que o país produziu 641 TWh (CANADA ENERGY FACTS, 2020). O consumo é realizado principalmente nas províncias do Quebec, Ontário, Columbia Britânica e Alberta (NRCAN, 2014) e caracteriza-se por ser fortemente influenciado pela atividade industrial eletrointensiva de alumínio e de aquecimento de ambientes, tendo em vista as baixas temperaturas atingidas na estação de inverno.

4.2 PERFIL DO PARQUE HIDRELÉTRICO CANADENSE

O Canadá conta com 81.000 MW de potência instalada de usinas hidrelétricas convencionais, objeto deste estudo, enquanto as usinas hidrelétricas de bombeio totalizam 177 MW. Os 80 GW de capacidade hidrelétrica convencional canadense iniciaram sua instalação há mais de um século e nota-se a desaceleração da expansão, a partir da década de 1990. A dificuldade da expansão em função de mobilização preservacionista do ambiente fluvial está presente e outras tecnologias de geração angariaram apoio popular e competitividade econômica, como usinas solares e eólicas (WILT, 2017).

Figura 8 – Canadá - Evolução da capacidade hidrelétrica de usinas convencionais.

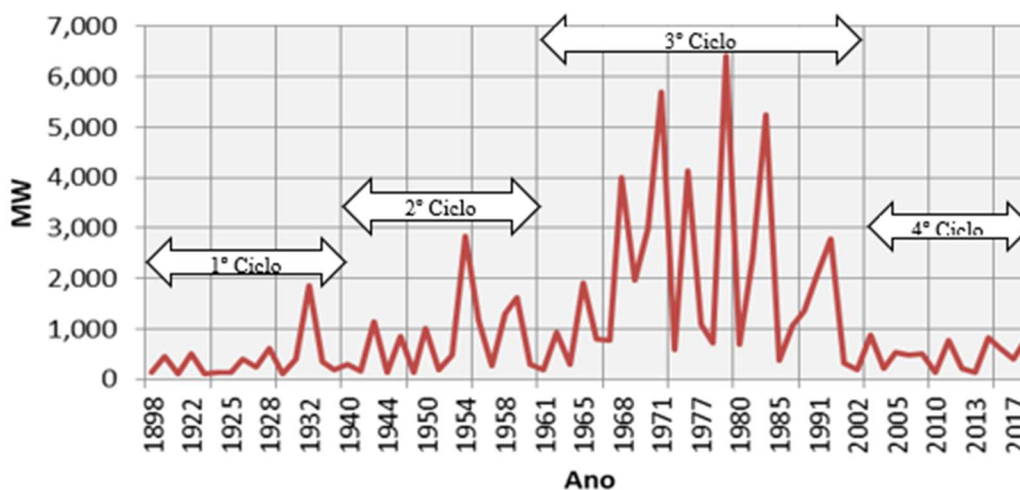


Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Statistics Canada (2021)

Outra forma de ver a expansão da hidroeletricidade convencional no Canadá é através dos ciclos de expansão econômica, ao longo do século XX, Figura 9:

- 1º ciclo: até o início da II Guerra;
- 2º ciclo: O segundo, até 1960;
- 3º ciclo: até o ano 2000;
- 4º ciclo: vigente até o momento, tem adições de capacidade mais discretas.

Figura 9 – Canadá - Capacidade anual instalada e ciclos de expansão hidrelétrica.



Fonte: Elaborado pelo autor, a partir de dados Statistics Canada (2021)

Conforme relatado em capítulos precedentes, a repotenciação de usinas hidrelétricas torna-se premente à medida que estas envelhecem. Ao levantar-se a idade média do parque hidrelétrico convencional canadense por duas medidas: i) média simples, tomando o ano de início de operação de cada máquina, e ii) a média ponderada, pela idade e potência, tem-se um forte indicativo de que o parque canadense é candidato à atualização tecnológica, até mesmo em razão de boa parte da capacidade ter sido instalada no 3º ciclo de expansão.

Quadro 5 - Idade das máquinas instaladas

Grandeza	Valor
Idade média	54
Idade média ponderada	48

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Wikipedia (2022).

Em termos geográficos, as usinas estão situadas conforme disponibilidade dos recursos naturais. As duas províncias com maior capacidade estão relacionadas, como se observa na Tabela 7.

Tendo em vista que cerca de 70% do potencial de hidrelétricas convencionais concentra-se em duas províncias, a pesquisa restringiu a investigação de políticas públicas de repotenciação de usinas hidrelétricas a essas unidades. Mantém-se, conforme adotado no capítulo anterior, o recorte do nível de jurisdição dos programas apenas ao nível federal e provincial em razão da capacidade de atuação do ente político e para evitar a dispersão de esforços na miríade de políticas municipais.

Tabela 7 - Canadá - Potência instalada por província

Província/Território	Capacidade instalada (MW)	%	% Acumulado
Quebec	40.437	50%	50%
Columbia Britânica	15.407	19%	69%
Outros	24.919	31%	100%
Total	80.763		

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de STATISCS CANADA, 2021, dados de 2017.

Feitas as seleções para delimitação do conjunto de pesquisa tem-se a análise e investigação das políticas públicas de repotenciação de usinas hidrelétricas em nível federal e provincial no período de 2001 a 2018.

4.3 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO CANADENSE

O exercício do poder político no Canadá é caracterizado pelo compartilhamento de poder político entre o governo central e os governos provinciais. Ao poder Central repousa o papel de coordenador e harmonizador de políticas nacionais e interprovinciais. Às províncias cabe a edição, fiscalização e implementação de políticas energéticas, já que são as responsáveis legais pela gestão dos recursos naturais situados sob sua jurisdição (ROWLANDS, 2007).

Em razão da opção autárquica de geração das províncias e da liberdade de atuação de cada uma delas, inexistente um mercado nacional comum de eletricidade. Cada província funciona com modelos de regulação próprios de gestão e comercialização de energia. A maioria das províncias mantém uma organização verticalizada do setor de energia elétrica com uma única empresa exercendo as atividades de geração, transmissão e distribuição (IEA, 2016). Trata-se de uma consequência de uma estrutura de indústria do setor elétrico canadense caracterizada pela forte presença de companhias estatais, sejam provinciais ou municipais.

No que concerne às usinas hidrelétricas, as diretrizes regulatórias são de domínio provincial, cabendo à entidade Federal (IEA, 2016):

- i) Os assuntos relativos à comercialização internacional de energia; infraestrutura internacional e interprovincial;
- ii) A regulação da indústria nuclear;
- iii) A gestão dos recursos naturais em terras da Coroa Britânica; e
- iv) Os regulamentos e padrões relativos à eficiência energética.

No âmbito da responsabilidade provincial tem-se:

- i) A propriedade e manejo de recursos naturais localizados sob sua jurisdição;
- ii) A gestão de *royalties* arrecadados;

- iii) A mineração de urânio, produção, distribuição e regulação de serviços elétricos;
- iv) O uso e gestão da terra; e
- v) A regulação na exploração, desenvolvimento e conservação da energia.

Por fim, como responsabilidade comum, citam-se:

- i) A regulação ambiental de projetos de energia;
- ii) O investimento e comércio de energia;
- iii) A gestão da segurança na mineração de urânio;
- iv) A gestão do uso de recursos *off-shore*;
- v) A eficiência energética; e
- vi) A pesquisa e desenvolvimento.

4.4 POLÍTICA ENERGÉTICA NO CANADÁ, O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS EM SUA MATRIZ E A REPOTENCIAÇÃO

4.4.1 Política Energética no Canadá

A energia desempenha um reconhecido papel na geração de riquezas no país, daí a postura ativa das políticas provinciais na gestão dos recursos naturais (IEA 2016, Canadá). Em 2011, foram divulgados os princípios comuns para orientação em ações do âmbito do setor de energia compartilhadas pelos entes políticos governamentais (IEA 2016, Canada), a citar:

- Busca de suprimento confiável e adequado de energia;
- Valorização da importância socioambiental para o desenvolvimento sustentável, do transporte e do uso de energia;
- Adoção de políticas orientadas ao mercado, formulando regulações efetivas, eficientes e transparentes;
- Reconhecimento de que a cooperação de entes federais, provinciais e territoriais é essencial.

Com a finalidade de coordenar a ação comum lançou-se a Estratégia Energética Canadense – EEC (2015), baseada em três princípios: (i) colaboração e transparência; (ii) mudanças climáticas e responsabilidade socioambiental e (iii) estabilidade de suprimento e segurança energética. A EEC relaciona dez áreas de cooperação sob três temas: sustentabilidade, tecnologia e inovação, e suprimento de energia. Destacam-se como áreas de atuação ligadas à geração de energia hidrelétrica, a promoção de ações que reduzam as emissões

de gases de efeito estufa (GEE); a promoção do desenvolvimento e da exploração de tecnologias que realizem produção de energia mais eficiente de fontes limpas e o aprimoramento do desenvolvimento de tecnologias limpas que atendam às demandas de energia e ambientais da sociedade.

Uma importante questão política no Canadá é a mudança climática, tema presente em suas orientações de política energética. O governo federal adotou metas ambiciosas de redução de emissões de gases de efeito estufa, buscando reduzir de 40-45% de suas emissões até 2030, considerando a linha base de 2005 (CANADA, 2021). Contudo a condução dessas metas está vinculada às ações provinciais, já que as províncias são jurisdicionalmente reguladoras dos recursos naturais locais, cuja exploração gera empregos, renda e *royalties* para as regiões. Ou seja, pode haver pontos de tensão entre as visões federais e provinciais de exploração de um recurso energético.

4.4.2 O Papel das UHE no sistema elétrico Canadense e a repotenciação das usinas

Enquanto a hidroeletricidade responde por cerca 60% do suprimento nacional, a depender da província, este valor pode chegar a 97% - como na província de Manitoba. Esta expressiva participação, revela a centralidade da fonte hídrica para a operação do sistema e seus efeitos econômicos nas províncias e no país (CANADAA, 2020)

Como já relatado, a fonte hidrelétrica dispõe aos usuários energia a custo operativo aproximadamente nulo, além de uma geração de alta eficiência e alta confiabilidade. Também compõe importante aspecto da hidroeletricidade canadense, a sua função de geração de divisas. A exportação anual aos Estados Unidos foi de 67,2 TWh que rendeu o montante de \$ CAD 2,6 bilhões em 2020. (CANADAB, 2021). O fato do pico de consumo canadense ser no inverno, enquanto nos EUA é no verão, resulta em oportunidades para as empresas locais sem redução da confiabilidade de suprimento local (BERNIER, DUTIL e HAFSI, 2018).

Como relatado na Seção 3, as usinas hidrelétricas canadenses atingiram uma faixa etária que impele ações de repotenciação em seu parque gerador. As máquinas chegam ao fim do seu ciclo de vida e sua substituição ou reforma se fazem necessárias (IEA, 2016; BC Hydro, 2006; HYDRO QUEBEC 2006). A própria desaceleração da expansão leva a maiores atenções com o parque existente. O protagonismo da tecnologia em algumas províncias reforça a zelosa gestão do parque no sentido de contínua manutenção e melhorias das usinas sob pena de perda progressiva de capacidade de geração local e risco de suprimento. A repotenciação também é vista como oportunidade para reduzir emissões de GEE (ARBUCKLE *et al.*, 2021). Não à toa

as políticas de energia passaram a considerar a medida como um meio de se alcançarem os objetivos de política energética.

4.5 Políticas de repotenciação de usinas hidrelétricas de 2001-2018

Apresenta-se a seguir, em nível federal e provincial, como a repotenciação de usinas integrou-se às políticas públicas de energia e quais são seus fundamentos, seus instrumentos econômicos e regulatórios para a mobilização e incentivo a ações.

4.5.1 Nível Federal

O levantamento de programas de política energética em nível federal, apresentado no Quadro 6, revela que embora existam inúmeros programas federais, os programas conduzidos na esfera federal são, na maior parte, programas voltados para os usuários na ponta.

Quadro 6 - Canadá - Políticas Federais de Energia

Nome do Programa	Descrição	Público alvo
Our Action Starts at Home – Home Energy Retrofit initiative	Eficiência energética residencial.	Residências
Clean Growth in Natural Resource Sectors Program	Investimento no desenvolvimento de tecnologia limpa para setores de energia, mineração e reflorestamento.	Soluções de desenvolvimento de energia limpa.
Green infrastructure programs	Inovação em energia renovável	Desenvolvedores de serviços e produtos em energia.
<u>Federal Internal Energy R&D</u>	Prover fundos para atividades de P&D de energia.	Órgãos governamentais.
Cyber Security and Critical Energy Infrastructure Program (CCEIP)	Reforçar a segurança digital dos setores de energia e infraestrutura.	Empresas do setor.
<u>Energy Innovation Program</u>	Fomento do uso de energias renováveis, smart grid e sistemas de armazenamento para sistemas isolados.	Comunidades isoladas.
The Office of Energy Research and Development (OERD)	Inovação em energia.	Empresas de energia do setor.
<u>Tax Savings for Industry</u>	Estímulos fiscais para aquisição de energia limpa e conservação energética.	Consumidores de energia
Oil and Gas Clean Tech Program e	Desenvolvimento de tecnologias limpas em derivados de hidrocarbonetos.	Empresas de hidrocarbonetos.

Nome do Programa	Descrição	Público alvo
ecoENERGY for Renewable Power	Fomento de geração de energia elétrica renovável.	Projetos de geração de energia.
Oil Spill Response Science	Voltado para tratamento de rejeitos oleosos na indústria marinha.	Setor de navegação.

Fonte: Levantamento do Autor.

A repotenciação de hidrelétricas foi explicitamente relacionada no programa *ecoENERGY for Renewable Power*.

O programa foi criado em abril de 2007 e recebeu a inscrição do último interessado em março de 2011. Ao total, 104 projetos foram qualificados, alcançando 4.500 MW e movimentando 105 bilhões de dólares canadenses. O programa consistiu em prover por dez anos o valor de CAD\$ 0,01/kWh para cada quilowatt gerado de fonte elegível e certificada (ECONENERGY, 2020). O programa reconhece, como elegível para auferir os incentivos disponibilizados, a repotenciação de hidrelétricas, condicionada ao montante de energia derivado de máquinas repotenciadas, com ganho energético claramente identificado e vinculado a essa intervenção.

Apenas 12 dos 104 participantes eram projetos de usinas hidrelétricas. E apenas um deles, de 4,05 MW de capacidade final instalada, foi de repotenciação. Trata-se do projeto de recapacitação da usina de Madawaska, construída em 1917, com então 3,8 MW. A nova configuração adicionou 6,7% de capacidade (ECOENERGY, 2022; HYDRO REVIEW, 2011).

Diante do imenso potencial instalado de usinas hidrelétricas, chama atenção a escassez de projetos participantes desse programa federal. A hipótese que explicaria esse resultado está nas próprias regras do programa. A seção 2.15 do programa estabelece que projetos que recebem fontes de financiamento em montante significativo, seja do governo federal ou provincial, são desqualificados ou tem período de usufruto do benefício proposto reduzido. Tendo em conta que os grandes concessionários de potencial hidrelétrico canadense são empresas estatais provinciais, supõe-se como tal a razão para a baixa taxa de sucesso desse programa para a atividade de repotenciação.

4.5.2 Nível Provincial

As províncias canadenses dispõem de jurisdição exclusiva sobre o desenvolvimento e exploração dos recursos naturais de energia nelas situados. Essa jurisdição também abrange a liberdade de gestão do corpo normativo que rege a estrutura do mercado local de eletricidade.

Conforme arrazoado, 70% do parque hidrelétrico está localizado em duas províncias, Columbia Britânica e Quebec, as quais serão examinadas a seguir.

Nas duas províncias, o mercado de eletricidade é fortemente dominado por companhias estatais fundadas com finalidade de proverem bem-estar à população. As companhias encontram-se sob controle direto da organização política da província (RICE e LAVOIE, 2005).

4.5.2.1 Columbia Britânica

A Columbia Britânica tem a terceira maior população do Canadá com 4,7 milhões de habitantes. A província responde por 13,4% do PIB do país e consumiu 63,4 TWh, em 2017 (STATISTICS CANADA, 2021). O parque de geração hidrelétrica instalado, com 15.407 MW, responde por 89% do consumo da província (CANADA ENERGY FACTS, 2020). Em termos de potencial de expansão da fonte, a província ainda possui um acervo vultoso, já que em estudos (PEMBINA INSTITUTE, 2006; BC HYDRO, 2002) apontou-se mais de 750 locais capazes de agregar mais de 2.450 MW.

A indústria de energia elétrica local é dominada pela *British Columbia Hydro*, companhia estatal da monarquia canadense, que dispõe de mandato para gerar, transmitir, operar e distribuir a energia elétrica. A companhia está sujeita à regulação da *British Columbia Utilities Commission* que detém poderes de aprovar os investimentos a serem realizados e determinar por cálculos as tarifas a serem aplicadas pela *BC Hydro BC Public Utilities Commission Act 1996*. Considerando que da potência hidrelétrica instalada na Columbia Britânica, 11.700 MW (75%) são de propriedade da BC Hydro, o foco desse estudo será nas políticas de repotenciação aplicadas à companhia. Também ampara essa divisão, o fato da idade média das usinas dessa empresa ser de 66 anos, tomado o ano de 2020 (BC HYDRO, 2022).

4.5.2.1.1 Políticas Públicas de Energia

Durante o período pesquisado, a Columbia Britânica dispôs de duas políticas energéticas consolidadas em *BC Energy Plan* de 2002 e *BC Energy Plan* de 2007.

No que diz respeito à eletricidade, o *BC Energy Plan 2002* estabeleceu quatro pilares de trabalho:

- i) Modicidade tarifária e propriedade estatal da BC Hydro;
- ii) Segurança e confiabilidade no suprimento energético;
- iii) Abertura de oportunidades para investimentos privados em novas usinas; e

iv) Responsabilidade ambiental a partir da moratória da expansão nuclear.

O *BC Energy Plan* de 2007 prossegue o curso iniciado em 2002, mas atualizou as questões energéticas a serem enfrentadas e os objetivos definidos pelo governo provincial, são eles:

- i) Atender a demanda de energia elétrica via autossuficiência até 2016;
- ii) Prover incentivos para geração de energia elétrica limpa;
- iii) Garantir a confiabilidade da rede transmissão;
- iv) Compatibilização dos padrões técnicos da província com os dos Estados Unidos;
- v) Manutenção da propriedade pública da BC Hydro;
- vi) Continuidade da moratória de novas nucleares; e
- vii) Tornar a Columbia Britânica líder nacional em energias limpas.

Essa última meta manifestou-se em diretrizes que implicam em emissão zero de gases de efeito estufa para novos projetos de geração elétrica, redução das emissões de termelétricas existentes e a manutenção do nível de 90% de geração limpa ou renovável na província. Essas medidas teriam como resultados benéficos a toda sociedade da Columbia Britânica, a citar: modicidade tarifária; sustentabilidade ambiental; confiabilidade e segurança energética e consumo de energia limpa. A propriedade pública da BC Hydro implica numa série de deveres da companhia, entre ela, a manutenção e melhoria dos ativos de geração existentes, que devem ser geridos com fins de aumentarem a eficiência e a produção para benefício dos habitantes provinciais – o que implica em recapacitar as usinas existentes (BC ENERGY PLAN, 2007).

Da política energética formulada, em 2007, derivou a Lei de Energia Limpa da Columbia Britânica - LELCB (*BC Clean Energy Act - BCCEA*) de 2010. Trata-se da operacionalização dos anseios propostos. A Lei institucionaliza o disposto no plano de 2007 ao estabelecer (IEA, 2016; BC CLEAN ACT, 2010):

- i. Autossuficiência eletroenergética;
- ii. Medidas de conservação de energia pelo lado da demanda;
- iii. 93% da energia gerada na Província devem provir de fontes limpas ou renováveis – exceção feita àquela energia necessária para exportação de GNL;
- iv. Construção da infraestrutura necessária para alcance da meta de geração de energia limpa;
- v. Garantir tarifas de energia locais como as mais competitivas da América do Norte;
- vi. Redução de 33% das emissões de gases de efeito estufa relativos a 2007;
- vii. Tornar-se exportador líquido de eletricidade gerada por fontes limpas ou renováveis;

- viii. Moratória de energia nuclear;
- ix. Uso de lixo, biomassa e biogás para geração de energia elétrica;
- x. Todos os projetos de geração elétrica devem ter emissões líquidas zero de gases de efeito estufa
- xi. Fomento à atividade econômica ao criar e manter empregos na área de energia;
- xii. Garantir que o legado de ativos da BC Hydro tenha seu valor maximizado em proveito dos usuários do serviço da companhia;

4.5.2.1.2 A Repotenciação nas Políticas Públicas de Energia

A BC Hydro reconhece o envelhecimento do parque, cujas usinas foram construídas entre 1940-1980 (BC Hydro, 2021). A regulamentação da Comissão de Utilidades Públicas da Columbia Britânica impõe que a exploração dos recursos para geração de energia e venda aos consumidores se dê com base no menor custo possível (JACCARD e outros, 2010). A aferição desse atendimento se dá mediante conferência da Comissão e sua posterior chancela para os investimentos.

Resta então investigar como a repotenciação de usinas hidrelétricas encaixa-se na política energética da Columbia Britânica. Importa ressaltar que a BC Hydro, como companhia estatal, foi incumbida de operacionalizar o plano de energia por meio da promoção de medidas que atendam os objetivos da política energética, isso implica em medidas ativas sobre seus ativos de geração. Diante dessas circunstâncias, Kiani *e outros* (2013) citam a repotenciação como um dos meios de se alcançarem os objetivos estabelecidos.

Sendo assim, a repotenciação do legado de usinas hidrelétricas da companhia, sujeita à aprovação pelo órgão regulador, deve observar as diretrizes políticas estabelecidas. A LELCB consolida essa opção ao estabelecer que algumas usinas, de interesse da província, estão de antemão isentas da obtenção do Certificado de Interesse Público - CIP (*Certificate of public convenience and necessity*, ver *Utilities Commission Act* de 1996) e demais procedimentos atinentes e dependentes da Comissão de Utilidades Públicas, para realização de obras nas usinas expressamente mencionadas. O Quadro 7 mostra as usinas isentas do CIP.

Quadro 7 - Columbia Britânica, usinas isentas de CIP

Usina	Ação	Capacidade Adicionada (MW)
Mica	Adição de duas unidades e serviços aos equipamentos da usina	1.000
Revelstoke	Adição de uma unidade turbogeradora e trabalhos e serviços associados à planta.	500
Ruskin	Incremento da capacidade de geração do conjunto turbogerador.	09

Fonte: BC Clean Energy Act (2010).

Em razão do mandato legal da gestão dos ativos, a BC Hydro também elaborou um programa chamado *Resource Smart*. O *Resource Smart (RS)* é um programa que, desde 1988, se dedica a repotenciar as usinas hidrelétricas da BC Hydro, adicionando capacidade e eficiência. O que inclui a reforma das máquinas, substituição ou adição de novas unidades (BC HYDRO, 2021). No caso das usinas candidatas, a companhia deve preencher um formulário em que apresenta o pleito de receita para a realização de investimentos nos ativos de geração os quais devem estar fundamentados em projetos técnicos. Realizado o processamento da Agência, reconhece-se o montante investido o qual deve ser incorporado no processo de cálculo das tarifas de energia aplicadas ao Concessionário (Seção 60 do Utilities Commission Act).

Como a política energética de 2002 já direcionara a conduta da companhia para ações de modernização das plantas, a companhia em conjunto com a comissão de utilidades públicas incorpora e mantém as ações de repotenciação como uma das possibilidades de incremento de capacidade de geração e de energia. Os custos incorridos serão repassados aos consumidores, desde que reconhecidos, seja via legado do ativo existente seja como remuneração por novos investimentos (BCPUC, 2003).

Desde sua concepção, o programa já adicionou ou restaurou a geração de 1.700 GWh, energia equivalente a uma nova usina termelétrica a ciclo combinado de 240 MW, o suficiente para atender 170.000 domicílios canadenses (BC HYDRO, 2021). Em 2013, a expectativa de adição de capacidade com os projetos, então em curso, foi de 793 MW (SOPINKA e PITT, 2013)

4.5.2.1.3 Resultados

As políticas públicas provinciais de energia repotenciaram 3.140 MW, adicionando 340 MW de ganhos de capacidade instalada MW e ampliação do parque, isto é, adição de capacidade, de 1.500 MW, listados no Quadro 8.

Quadro 8 - Canadá, Columbia Britânica – UHE repotenciadas e com capacidade ampliada.

Usina	Política	Início de Operação	Ano da Rep.	Ganhos identificados
Aberfeldie	RS	1922	2007	+ 70GWh anuais de geração. +20 MW
Ruskin	LELCB	1930	2012	+9 MW
Kootenay	RS	1975	1999	+ 51 MW
Gordon M. Shrum	RS	1968	2009-2012	Aumento de 220MW na capacidade instalada e mais 177 GWh/ano de energia.
Cheakamus	RS	1957	2017	+40MW de capacidade
Revelstoke	LELCB	1984	2011	+500 W - Ampliação
Mica	LELCB	1976	2011	+1.000 MW - Ampliação
Conjunto de usinas	RS	-	-	+793 MW

Fonte: Levantamento do Autor, baseado em BC Hydro.

Nota-se que o maior número de intervenções no parque existente se deu sob o programa *Resource Smart*, 05 ações. A autonomia de investimentos, o reconhecimento regulatório da remuneração adequada dos investimentos feitos pela concessionária em medidas que melhorem a performance das plantas (B.C. UTILITIES COMMISSION ACT, Seções 58 a 61) e a obrigação legal de manutenção do parque, tornam cotidianas a recapacitação das usinas.

O levantamento realizado indica que as políticas vigentes para a BC Hydro renovaram mais de 33% da capacidade instalada do parque hidrelétrico. O número revela êxito quanto à forma com que a manutenção do parque hidrelétrico é tratada.

4.5.2.2 Quebec

Em 2018, a província do Quebec tinha a segunda maior população do Canadá com 8,4 milhões de habitantes e 19% do PIB (STATISQUES DU QUEBEC, 2021). O parque de geração hidrelétrica instalado é o maior do país, com 40.543 MW, respondendo por 89% da capacidade local e 86% da geração de energia. Quanto ao consumo energética, em 2017, a província produziu 212 TWh (WHITMORE e PINEAU, 2018). Trata-se de um resultado derivado do consumo de indústrias eletrointensivas e de aquecimento para conforto térmico.

Em razão da composição da matriz elétrica, a competitividade tarifária provincial no início do século XXI era a segunda mais módica no país (HYDRO QUEBEC, 2004). Em termos de potencial de expansão da fonte, a província ainda possui um acervo considerável (MERN,2002).

4.5.2.2.1 Políticas de Energia

No período considerado nesta dissertação, registram-se duas políticas estabelecidas pela Assembléia provincial: o *Québec Energy Strategy 2006-2015* (2006) e o *2030 Energy Policy* (2016).

No *Quebec Energy Strategy* (2006) definem-se seis objetivos de política energética:

1. Reforçar da segurança de suprimento da província do Québec;
2. Alavancar o desenvolvimento econômico da província por meio da energia, priorizando hidroeletricidade, eólicas, reservas de hidrocarbonetos e diversificação das fontes de suprimento de gás natural;
3. Ampliar participação das tribos indígenas e comunidades locais;
4. Incentivar a eficiência energética;
5. Tornar o Quebec líder em desenvolvimento sustentável;
6. Promover os interesses dos consumidores residenciais da província e da industrial local de forma que as tarifas elétricas sejam eficientes.

Essa política energética reconhece o papel crucial da hidroeletricidade na economia provincial. Reconhece-se a necessidade de assegurar o suprimento em razão da composição da matriz elétrica e busca-se fazer da fonte o vetor de desenvolvimento provincial. A hidroeletricidade traz sustentabilidade e modicidade tarifária trazida por ser uma fonte que assegura independência de suprimento e preços de energia, pois não vinculadas diretamente às variações dos preços do gás e do petróleo.

O segundo plano do Quebec, *2030 Energy Policy* (2016), reforça os caminhos já trilhados e agrega novos objetivos, como o de ser uma economia de baixo-carbono. O plano estabeleceu algumas metas e definiu algumas diretrizes. As metas foram:

- Aumentar em 15% a eficiência energética;
- Reduzir em 40% o consumo de derivados de petróleo;
- Eliminar o uso da geração térmica a carvão;
- Aumentar em 25% a geração de energia renovável;

- Aumentar em 50% a produção de bioenergia.

As diretrizes políticas que orientam as decisões do Quebec foram:

1. Garantir governança integrada da transição energética em curso;
2. Promover a transição para uma economia de baixo carbono;
3. Ofertar aos consumidores suprimento diversificado e renovável de energia;
4. Elaborar uma nova abordagem para combustíveis fósseis.

A política energética acentuava a opção por manter o caráter renovável de sua matriz e reduzir a participação das fontes emissoras de carbono.

4.5.2.2.2 Políticas de Repotenciação de Hidroelétricas

Como relatado, a hidrogeração no Quebec desempenha um papel crucial na geração de energia local e na geração de divisas por meio da exportação para os Estados Unidos. Essas circunstâncias levam o principal proprietário das usinas a gerir responsavelmente seu parque e induz o governo a dirigir atenções para a segurança de suprimento energético provincial. Em razão de a Hydro Quebec deter 37.000 MW, 92,5%, dos 40.000 MW de capacidade hidrelétrica instalados na província seccionaremos para investigação as políticas firmadas para essa companhia estatal.

A corporação pertence à monarquia canadense e é responsável pela geração, transmissão, distribuição da maior parte da província. A regulamentação provincial (LOI SUR HYDRO-QUÉBEC 1983, c. 15, a. 1.), que a rege, a obriga a elaborar um Plano Estratégico da Companhia, o qual deve ser aprovado pelo Governo provincial e então seguido pela companhia. Esse plano deve considerar o contexto de atuação da empresa e os principais desafios vindouros - também deve abrigar metas e indicadores de performance.

Dentre os objetivos a serem perseguidos pela companhia, a referida regulamentação determina que cabe ao Governo provincial definir as características de suprimento de todo legado contratual – montante de energia de 165 TWh que representa a produção de energia hidrelétrica das plantas construídas no século XX (HYDRO QUEBECa, 2021). Na gestão desse legado, devem-se incluir todos os serviços e medidas que assegurem segurança e confiabilidade, de forma que a Companhia deve promover programas e iniciativas necessárias para seu alcance. Essas medidas transformam-se em custos que a regulação deve tratar.

A Repotenciação das usinas enquadra-se como investimentos de geração que auxiliam no cumprimento dos objetivos da companhia. Ao longo dos ciclos de planejamento da empresa,

a repotenciação é apontada como necessária e indicativa para boa gestão dos ativos. O Plano Estratégico de 2002 coloca reparos em usinas hidrelétricas como investimentos da Hydro Quebec. Os planos estratégicos 2004-2008 e 2006-2010 também elencam projetos de repotenciação como medidas que trazem segurança e eficiência ao sistema. O *Plan Stratégique I 2009-2013* coloca o aumento da capacidade produtiva para tornar o parque produtivo mais eficiente. O Plano Estratégico 2016-2020, também insere a repotenciação como uma medida de aumento de capacidade instalada.

É importante salientar que o preço do suprimento de energia, vigente no Quebec, que remunera a energia gerada pelo legado é calculado pela Agência reguladora provincial. Trata-se de um valor fixado anualmente (chapter R-6.01, ACT RESPECTING THE RÉGIE DE L'ÉNERGIE, 2021). Essa medida naturalmente disciplina a economicidade dos investimentos nos ativos legados e racionaliza os custos incorridos, levando a um ordenamento otimizado dos investimentos em recapacitação das plantas, já que os montantes necessários para serem despendidos requerem espaço no orçamento anual da companhia, não podendo ser livremente transferidos aos consumidores.

4.5.2.2.3 Resultados

Ao longo dos anos, tendo como inicial o ano de 2005 em razão do Plano Quebec 2006-2015, a repotenciação de usinas vem se efetivando e adicionando energia e capacidade ao sistema canadense. Os resultados da política energética estão listados abaixo, Tabela 8 - Usinas repotenciadas no período de estudo

Tabela 8 - Usinas repotenciadas no período de estudo

Usina	Potência Final repotenciada (MW)	Ganho de repotenciação
Robert-Bourassa,	1.332	9 GWh anuais
Beauharnois	1.903	200 GWh anuais
Manic-5	1.596	-
Jean-Lesage (Manic-2)	1.145	30 MW
Paugan	216	14 MW
La Tuque dams	294	60 MW
Rapides-des-Quinze	96,4	12 MW
Rivière-des-Prairies	54	+6MW
Rapide 2	67	12 MW
Rapide 7	67	12 MW
Outardes 3	1.026	251 MW
Outardes 4	785	56 MW

Usina	Potência Final repotenciada (MW)	Ganho de repotenciação
TOTAL	8.581	453 MW de capacidade e 209 GWh anuais

Fonte: Elaborado pelo autor em consulta a www.hydroquebec.com.

As políticas energéticas do Quebec repotenciaram mais de 8.581 MW, o que representa 24% do potencial instalado na província em um curto espaço de tempo.

4.6 RESULTADOS GERAIS

Foram colecionadas as políticas energéticas federais e nas províncias da Columbia Britânica e Quebec que abrigaram medidas de fomento à repotenciação das usinas hidrelétricas. A análise identificou que os pilares políticos para os programas energéticos foram:

- Autonomia energética, visando o alcance do suprimento interno integral; a economicidade de preços com vistas à competitividade econômica das indústrias locais e a modicidade tarifária para consumidores residenciais;
- A sustentabilidade ambiental compõe o rol de fundamentos, mas de forma menos acentuada nas duas províncias analisadas em razão de suas matrizes elétricas já serem intensamente renováveis;
- A geração de empregos e a modernização do parque gerador, haja vista que a indústria de geração de energia é reconhecida pelo país como alavanca para seu desenvolvimento econômico.

A repotenciação é, portanto, vista como um instrumento operacional fundamental para manutenção de benefícios que a matriz elétrica dispõe: energia hidrelétrica renovável e confiável a baixo custo. Cada um desses pontos tem ênfase definida pela importância regional que as populações locais emprestam aos temas.

A operacionalização da política foi diferente conforme o nível de administração pública. Em nível federal, remuneração por incentivos; em nível provincial, intervenção direta da administração pública via empresas estatais. O mecanismo federal foi o incentivo de produção: remuneração adicional recebida conforme a geração incremental alcançada. Nas províncias analisadas, os mecanismos utilizados foram de ordem política: determinação governamental, supervisionada pelo agente regulador, de medidas administrativas nas companhias públicas de geração. A fixação de objetivos ambientais e energéticos pelas entidades políticas auxiliou na promoção de ações de repotenciação na Columbia Britânica e do Quebec. No total, as políticas

federais e provinciais repotenciaram 12.518 MW, provendo aumento de capacidade e energia adicional.

No caso canadense, a maior parte do incremento decorre da decisão firme dos governos provinciais em determinar às companhias estatais ações com vistas a atingirem as metas de políticas energéticas e ambientais chanceladas no período de estudos. De forma que se pode concluir que, para o caso canadense, o último período de incremento de capacidade das hidrelétricas regionais é efeito das políticas energéticas voltadas para esta fonte de energia.

5 ANÁLISE, COMPARAÇÃO E RESULTADOS DAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Neste capítulo, analisam-se e discutem-se detalhadamente os instrumentos regulatórios trazidos pelas políticas públicas de energia de Estados Unidos e Canadá, disponibilizados aos agentes de geração para realização da repotenciação de usinas hidrelétricas. Na seção 4.1, estão relacionados os fundamentos políticos, econômicos e ambientais das políticas empreendidas nos dois países. Na seção 4.2, analisa-se individualmente os fundamentos políticos e econômicos dos instrumentos disponibilizados. Na seção 4.3, os resultados das políticas são discutidos, tomando as metas estabelecidas na seção 4.1. A seção 4.4. traz o índice de repotenciometria que visa auxiliar estudiosos a aferir a indicabilidade de um parque hidrelétrico para repotenciação.

5.1 RELAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS E CANADA

Nos capítulos 2 e 3, foram relacionadas as políticas públicas desenhadas nos Estados Unidos e Canadá que dispuseram de instrumentos específicos para repotenciação de usinas hidrelétricas. Essas políticas mobilizaram os agentes interessados que delas fizeram uso e modernizaram suas plantas hidrelétricas.

Os dois países fizeram uso de diversos instrumentos para realização e fomento para a repotenciação. Porém, observa-se maior variedade de mecanismos nos Estados Unidos do que no Canadá. Nos EUA se observou a presença de múltiplas formas de mecanismos econômicos tanto para agentes privados quanto públicos. Já no Canadá, caracterizado por uma estrutura de mercado de energia elétrica dominado por companhias estatais provinciais verticalmente integradas e atuantes somente em suas áreas de concessão, não dispôs variadas opções de realização de políticas públicas de repotenciação, tendo sido imperativa a atuação governamental sob as companhias estatais.

A avaliação quanto à efetividade das políticas públicas de energia costuma ser aferida pela métrica de mensuração do volume de energia e a capacidade instalada vinculada à expansão do parque de geração que fizeram uso do instrumento de política pública desenhado durante o período de sua vigência (AVIEL e LAUBER, 2000). Enquanto os capítulos precedentes trataram apenas de relacionar os programas, neste capítulo, as políticas serão avaliadas de forma conjunta a fim de identificar as particularidades e respostas dos agentes a cada uma delas.

Ao se analisar o efeito dessas políticas sobre os investidores/proprietários de plantas de energia renovável, assume-se que estes se comportam como entes racionais guiados pela maximização do retorno do capital investido, base das políticas que fazem uso de instrumentos econômicos (MIGNON e BEREK, 2016, MANKIW, 2007). O racional econômico para implemento de políticas específicas é de que o retorno sobre o capital investido não se realiza por si, sendo necessário uma fonte de renda ou de alívio de custos complementar para que o esquema de investimento financeiro seja viável ou atrativo.

Em razão da existência de externalidades positivas geradas pela hidrogenação, racionaliza-se o complemento econômico a essa falha de mercado identificada. Compreende-se que o preço da energia não reflete todos os benefícios da fonte, daí o provimento de diferentes subsídios pela entidade política com a finalidade de incentivar o investimento.

Ressalta-se que embora exista a disponibilidade de distintos mecanismos financeiros capazes de serem utilizados para a renovação do parque hidrelétrico, a viabilidade e atratividade desses instrumentos seguiu, naturalmente, a lógica interna de ação das companhias e de seus controladores. Os programas, portanto, tem um alcance que foi influenciado por questões do ambiente financeiro e econômico no momento da decisão. No Quadro 9, estão relacionadas as políticas formuladas agrupadas em categorias que serão analisadas nas seções seguintes.

Quadro 9 - Tipologia das políticas públicas de repotenciação nos EUA e Canadá

Tipo	Título da política	Descrição do Mecanismo	País	Instrumento
Subsídios Fiscais	Créditos Tributários de Produção Energia Renovável (<i>Renewable Energy Production Tax Credits</i>)	Incentivo de produção de energia. Créditos tributários em valor monetário proporcional aos incrementos energéticos alcançados no projeto certificado.	EUA	Créditos tributários
	Títulos de Energia Limpa e Renovável - <i>Clean Renewable Energy Bonds</i>	Parte dos juros pagos aos emprestadores são subvencionados pelo governo federal com créditos tributários.		
Subsídios Financeiros	Eficiência Hidroelétrica (<i>Hydro Efficiency</i>)	O concessionário da usina recebe aporte financeiro para investir em maquinário mais eficiente.	EUA	Aporte financeiro do Tesouro.
	<i>Modernização de Usinas Hidrelétricas (Hydro Facility Modernization)</i>	Subvenções diretas às empresas para repotenciarem suas usinas.		

Tipo	Título da política	Descrição do Mecanismo	País	Instrumento
	<i>EconEnergy</i>	Investidor recebe fluxo financeiro em valor monetário conforme montante incremental energéticos alcançados no projeto de repotenciação certificado.	Canadá	
Ações Determinativas	<i>Renewable Portfolio Standard / Portfolio de Energia Renovável</i>	Política de quotas originária de mandato legislativo em que a energia consumida no estado tenha um percentual originado de fontes renováveis.	EUA	Apenas geradores renováveis certificados participam das compras de energia.
	Lei de Energia Limpa da Columbia Britânica (<i>British Columbia Clean Act</i>)	Decisão da entidade política em estabelecer metas e incumbir a concessionária estatal a realizar atividades para alcançá-las.	Canadá	Companhias Estatais
	Quebec Energy Policy 2030			

Fonte: Elaborado pelo autor.

A tipologia baseou-se no mecanismo de incentivo utilizado e nos graus de liberdade de mercado em empresarial envolvidos. No caso dos incentivos fiscais o programa caracterizou-se pela liberdade de adesão dos agentes e sua reação de atratividade aos créditos tributários usufruíveis conforme o retorno dos projetos e do investimento desembolsado. No caso do subsídio financeiro, também houve liberdade de adesão dos agentes, mas agora havia seletividade da entidade reguladora em eleger os projetos que atendiam aos critérios do programa. Do ponto de vista financeiro, os projetos premiados receberam uma receita financeira em caixa conforme o investimento e critérios do programa. No caso das ações determinativas o grau de liberdade dos agentes é menor. A política de Portfólio Renovável dos estados americanos delimitou a expansão da oferta de geração e a comercialização de energia a determinadas fontes consideradas ambientalmente sustentáveis – houve uma organização do mercado, uma barreira de entrada tecnológica, desenhada em prol dessas tecnologias. No caso canadense as ações determinativas se deram em âmbito político: as companhias estatais agiram conforme decisão das assembleias provinciais. Maiores detalhes serão examinados a seguir.

5.2 ANÁLISE E SÍNTESE DAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Nesta seção, serão abordados e discutidos os instrumentos de políticas públicas utilizados para repotenciação de usinas hidrelétricas nos Estados Unidos e Canadá, conforme a

tipologia proposta no Quadro 9. A análise foi dividida em subcapítulos atinentes aos tipos de ações, se baseadas em subsídios fiscais ou subsídios financeiros.

5.2.1 Subsídios fiscais

As políticas de repotenciação que fizeram uso de instrumentos de subsídios fiscais baseiam-se em deduções tributárias que tornam os investimentos atraentes aos concessionários. Nos EUA, essa política se deu sob a forma dos Créditos Tributários de Produção Energia Renovável (*Renewable Energy Production Tax Credit- PTC*) presentes na Seção 1301 do EPA, que monetizaram a geração energética adicional resultante da repotenciação em créditos tributários e a política de Créditos de Energia Limpa e Renovável (*Clean Renewable Energy Bonds*), que permite a obtenção de empréstimos com pagamentos de juros subsidiados pelo Tesouro americano via créditos tributários.

A política de isenção fiscal é uma medida governamental em que se concedem créditos tributários especiais, ou alíquotas diferenciadas ao objeto ou serviço prestado pelos agentes econômicos (ZOLT, 2015). Esses instrumentos podem ser caracterizados por diversos aspectos: concessão temporal da isenção tributária; alíquotas diferenciadas conforme o tipo de despesa ou redução de tarifas alfandegárias para importação/exportação de equipamentos. Uma particularidade importante em seu uso é que a redução tributária deve ser percebida como suficientemente atrativa pelos investidores para direcionamento de recursos ao alvo da política.

Do ponto de vista do investidor, a lógica econômica presente nas isenções fiscais é aumentar a rentabilidade sobre o investimento realizado. Isto é, dentre o leque de investimentos possíveis, aquele que venha a prover maior retorno seria o escolhido - possivelmente o que dispôr de incentivos fiscais levará vantagens. Essa percepção está de acordo com a teoria liberal de decisão racional de investimentos (MANKIW, 2007).

Um importante ponto a elencar para o êxito na política fiscal é a caracterização do ambiente de negócios. A confiança no efetivo cumprimento dos acordos firmados e os fluxos financeiros envolvidos receberem as devidas deduções são essenciais para que o maior número de agentes venha a aderir ao instrumento disponibilizado.

As políticas de isenções fiscais, dentro do setor de energia, embutem um aspecto de competição tecnológica. Uma seleção implícita ou explícita de qual serviço/tecnologia receberá o crédito tributário impõe uma competição com demais ativos substitutos que também poderiam auferir do mesmo benefício. Em favor da recapacitação das usinas frente às outras tecnologias, destacam-se:

A sua localização em território nacional – o que assegura autonomia energética; a importância econômica-operativa para o sistema elétrico e compradores de energia que a fonte exerce e necessidade técnica de renovação dos equipamentos – o que afeta positivamente a cadeia industrial de alta tecnologia envolvida no setor;

A dinâmica de arrecadação tributária, pois usinas hidrelétricas tem vida útil superior a 100 anos. A extensão da vida útil das plantas assegura geração de energia por um longo período, o que gera impostos.

Ademais, as políticas de energia, guardam estreita associação com as políticas industriais (PINTO Jr. et alli., 2007) e fiscais, o que robustece a decisão de dispor um incentivo para a modernização das usinas.

Deve-se registrar que as políticas desse tipo têm também custos associados. Zolt (2015) elenca a sempre presente questão de a possibilidade dos benefícios trazidos superarem seus custos, a qual será tratada a seguir. Outra discussão que vem a reboque é a dos efeitos distorsivos que essa prática traz ao mercado, pois potencialmente há a chance de que falem recursos para as demais fontes, porém deve-se reconhecer que políticas energéticas embutem em si uma decisão alocativa que conduz a um determinado objetivo. Entende-se como contraproducente qualificar essa decisão alocativa como nociva em si. Afinal, a seleção dos ativos que receberão o benefício é já em si um processo distorsivo consciente, portanto, não se enxerga como óbice para implementação de créditos fiscais a alegativa de distorção do mercado.

Um ponto a favor do uso dos créditos tributários é sua fácil implementação (ZOLT, 2015). Basta selecionar os investimentos potencialmente beneficiários e conceder-lhe o regime tributário específico mediante contrapartida de entrega do objetivo mirado. Financeiramente não ocorrem renúncias fiscais, desembolsos incorridos pelo Tesouro, visto que sem investimentos novos não há crédito algum a usufruir. Também não se exige para a política disponibilidade de fundos do Tesouro, já que não há desembolsos envolvidos.

O mecanismo econômico da política da Seção 1301 do EPA 2005 foi premiar os ganhos adicionais de energia, concedendo esse benefício por meio de créditos tributários. Como a política tem vigência limitada, dez anos, do ponto de vista do Tesouro, deixa-se de arrecadar certa quantidade de impostos, porém outros tributos envolvidos na cadeia de reforma/substituição das máquinas são auferidos e, na ocasião do encerramento dessa isenção temporal, a receita de arrecadação aumentará imediatamente dado o fim da dedução fiscal.

Também se deve considerar a vida longa dos ativos hidrelétricos que arrecadarão impostos por longo tempo e em maior quantidade em função do investimento realizado. A tributação abdicada é virtual, já que inexistente no presente. Como sucede que as plantas

passarão a ter maior produção energética, em função do aumento de capacidade e de eficiência de geração, presume-se aumento da arrecadação.

Ao se avaliar a operacionalização da política da Seção 1301 do EPA, a partir de recomendações de estudiosos e instituições (OCDE, 2017; ZOLT, 2015), entende-se que foi tecnicamente bem fundamentada. Verifica-se que os ganhos creditícios são função do ganho energético da recapacitação das máquinas. Esse ponto incentiva o investimento em máquinas que sejam capazes de extrair ao máximo a energia da afluência hidrológica, sendo contraproducente o investimento que não traz retorno. Reduz-se, assim, o risco de implantação de capacidade ociosa ou de ineficiência econômica da planta, pois apenas o incremento energético certificado faz jus ao benefício. A necessidade de certificação desse montante pela FERC assegura a qualificação e factibilidade do incremento produtivo e benefício eletroenergético daquele investimento. A certificação baseia-se no cotejamento entre a geração original contraposta ao novo montante de energia gerada com a nova configuração das máquinas. Apenas o diferencial energético auferido o crédito tributário. Como dito no capítulo introdutório, esse aumento da produção pode se dar pelo aumento da eficiência da conversão da energia, pelo aumento da capacidade produtiva ou pelo melhor aproveitamento das vazões afluentes.

A definição do período de desoneração limita temporalmente as perdas de arrecadação e amarra o benefício à realização de investimentos. Importante salientar que a fruição do benefício não se dá sobre o montante de dólares desembolsados, o que levaria a possíveis excessos contábeis, mas sob a quantidade de energia incremental. Para que o retorno do concessionário seja maximizado, a dinâmica do negócio e do mecanismo exige extrair o máximo de energia possível do aproveitamento hidrelétrico sob o mínimo dispêndio exigido, apenas nessa combinação o retorno do investimento será mais elevado.

Questão natural que se desdobra quanto à política, são seus custos. Zolt (2015) lista quatro formas de custos quantificáveis:

i) Custo das rendas perdidas: são as rendas não recolhidas em razão da renúncia fiscal concedida. Essas rendas são a soma de dois grupos: o primeiro refere-se aos investimentos que seriam realizados de forma independente da existência do instrumento fiscal criado. O segundo grupo é composto por aqueles que recebem de forma inapropriada, por qual razão seja, o benefício. A visualização do histórico de repotenciação realizado indica concentração de investimentos no período de vigência dos programas. Essa evidência reduz a possibilidade de custos de rendas perdidas do primeiro grupo. Já rendas perdidas do segundo grupo seriam

mínimas, pois a fruição do crédito está atrelada a realização de investimentos. O racional econômico impede investimentos sem o devido retorno.

ii) Custo de alocação de recursos: estes custos estão relacionados ao desequilíbrio de investimento causado pela política de favorecimento tributário. Como o objetivo da política é promover investimentos no setor escolhido, pode acontecer de essa área ser tão atraente que venha a reduzir investimentos em outros setores também essenciais, em função da percepção junto aos investidores de não-atratividade das demais áreas. Contudo, para a repotenciação, trata-se de um conjunto fechado de beneficiários potenciais: somente usinas existentes podem participar e desse conjunto somente aquelas usinas cujos investimentos forem economicamente viáveis e convenientemente oportunos.

iii) Custos de fiscalização e verificação de realização dos investimentos: são os custos incorridos pelo governo para verificação do cumprimento da execução das exigências regulatórias envolvidas. A forma como foi desenhada a política de PTC para repotenciação de usinas impôs custos administrativos de baixa monta à FERC, já que a atividade dessa agência consistiu em verificar os ganhos de geração energética alcançáveis com a repotenciação. A atividade técnica envolvida não é de extrema complexidade, pois é realizada pela comparação da geração de energia com séries hidrológicas, publicamente reconhecidas, feitas com auxílio de planilhas, mediante comparação de geração entre a configuração original nominal das máquinas contraposta à nova configuração. A diferença é facilmente discernível; e

iv) Custos associados com corrupção e falta de transparência: embora possível, essa pesquisa não considerou tais custos em sua análise visto ser um caso de infração que viola o conceito de política pública.

Em OCDE (2017), prescrevem-se princípios de transparência e governança para concessão de incentivos fiscais. Dos dez princípios, nota-se que a Seção 1301 da EPA de 2005 alcançou tais preceitos como o de ser uma regra de investimentos publicamente divulgada; estatuição em leis; centralidade administrativa do órgão que realiza as desonerações; ratificação dos incentivos fiscais por órgão legislativo; administração transparente das concessões dos incentivos fiscais; cálculo do valor da receita perdida atribuível a incentivos fiscais para investimento e publicação dessas despesas; revisão periódica da política de incentivos fiscais existentes (FERC, 2016). Essas medidas evitam direcionamentos indevidos, impedem a exclusividade de potenciais beneficiários ao se dispor de uma regra geral, reduzem o risco de rupturas contratuais ao serem legalmente estabelecidas e impedem o comportamento *rent-seeking* de empresas.

Entre os anos de 2009 a 2012, os concessionários puderam permutar seus créditos tributários por receita monetária por meio de subvenções do tesouro americano (*Cash Grants*), de forma que a política de créditos se converteu numa política de desembolso financeiro por parte do Tesouro Norte-americano, semelhante ao que sucedeu no programa EconEnergy canadense.

Os Títulos de Energia Limpa e Renovável foram criados para estimular o fomento em novas plantas de usinas renováveis. A dinâmica do mecanismo baseia-se em empréstimos com juros subsidiados pelo Tesouro via créditos tributários. O prestador receberia o principal do tomador e o montante referente aos juros seriam permutados por créditos tributários pelo órgão fiscal americano. O mecanismo reduz o custo com financiamento para o tomador. Para o próprio tesouro apresenta-se a vantajosidade de não-desembolso de caixa para o prestador. Além disso, o montante desonerado é uma fração do total a ser liquidado, apenas para projetos certificados.

Os resultados gerais dessa política para repotenciação não foram significativos se comparados às outras políticas executadas. O exame dos resultados (IRS, 2013) mostra que dos 2,2 bilhões de dólares disponibilizados para a operação, 476 milhões foram utilizados em projetos relacionados a hidroeletricidade. Contudo, dos 25 projetos que fizeram uso dos títulos de energia limpa e renovável, apenas seis projetos foram de repotenciação de usinas, sublinhados no Quadro 9.

Quadro 10 - EUA – Usinas hidrelétricas que fizeram uso dos *New Crebs*

Entidade peticionante	Cidade	Estado	Valor Alocado (US\$)	Tipo de entidade peticionante
Merced Irrigation District	<u>Snelling</u>	CA	5,168,993.58	Provedores Públicos de Energia. Companhias sem fins lucrativos que fornecem energia aos consumidores a baixas tarifas. (APPA, 2021)
	<u>Snelling</u>	CA	6,604,825.13	
	<u>Snelling</u>	CA	1,091,231.98	
	<u>Snelling</u>	CA	3,445,995.72	
Platte River Power Authority	<u>Longmont</u>	CO	3,661,370.45	
City of Holyoke Gas & Electric Department	<u>Holyoke</u>	MA	19,125,276.26	
Public Utility District No. 2 of Grant County	<u>Beverly</u>	WA	140,046,217.24	
Public Utility District No. 1 of Pend Oreille County, Washington	<u>Ione</u>	WA	68,724,641.35	
Seattle City Light	<u>Metaline Falls</u>	WA	31,013,961.50	
City of Tacoma Department of	<u>Mossyrock</u>	WA	11,306,311.96	

Entidade peticionante	Cidade	Estado	Valor Alocado (US\$)	Tipo de entidade peticionante
Public Works DBA Tacoma Power				
National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation	Montrose	CO	28,340,000.00	Coooperativas de Eletricidade. São companhias sem fins lucrativos de propriedade dos próprios clientes que fornecem o suprimento de energia elétrica. (MCR SAFETY, 2020)
Fall River Rural Electric Cooperative, Inc.	Chester	ID	15,000,000.00	
American Municipal Power, Inc.	Hawesville	KY	23,000,000.00	
	Maysville	KY	20,000,000.00	
	Smithland	KY	24,000,000.00	
	St. Mary's	WV	20,000,000.00	
	Gallipolis	OH	20,000,000.00	
East Texas Electric Cooperative, Inc.	Lake Livingston	TX	25,000,000.00	
Georgetown Divide Public Utility District	El Dorado County	CA	1,580,000.00	Entidades governamentais. Quaisquer repartições administrativas da administração pública, seja de origem municipal, estadual ou federal. (LAW INSIDER, 2021)
San Francisco Public Utilities Commission	San Francisco	CA	2,500,000.00	
City Of Quincy, Illinois	Saverton	MO	2,000,000.00	
City Of Henderson	Henderson	NV	1,427,500.00	
City Of Henderson	Henderson	NV	1,427,500.00	
City Of Bend	Bend	OR	1,058,000.00	
Western Technical College	<u>Angelo</u>	<u>WI</u>	<u>1,000,000.00</u>	
Total	25 projetos		476,521,825.17	

FONTE: IRS (2021) e levantamento do autor.

As diretrizes presentes, mesmo para os órgãos públicos, tiveram alcance limitado. Mesmo sendo um fato de que 60% do parque norte americano é de propriedade federal, apenas um nível residual de usinas realizou investimentos com uso dos *New Crebs*.

5.2.2 Subsídios financeiros

Três foram os mecanismos categorizados como de cunho financeiro disponibilizados para repotenciação de usinas hidrelétricas nos Estados Unidos e Canadá, os quais serão analisados a seguir. Nos EUA foram os incentivos a investimentos em eficiência de geração hidrelétrica e a destinação de fundos para investimentos em repotenciação. No Canadá, a transferência de recursos se deu por meio do programa *econENERGY*. A forma tomada foi o custeio de parte do investimento por meio de subvenções, isto é, pela transferência de recursos financeiros do Estado para investimento em empreendimentos por ele incentivados (YAMASHITA, 2014).

Esta pesquisa não identificou repotenciações realizadas com o uso do mecanismo de incentivos de eficiência hidrelétrica. Constata-se que esse programa não logrou o objetivo a que se propôs.

As subvenções financeiras diretas aos empreendimentos hidrelétricos nasceram de dotações orçamentárias do ARRACT, as quais, sob a direção do Departamento de Energia, destinou recursos para investimentos em repotenciação no programa denominado *Hydroelectric Facility Modernization* (Modernização de Usinas Hidrelétricas). A limitação de fundos, US\$ 30 milhões, exigiu a seleção de projetos, sete ao todo, dos quais seis foram específicos de repotenciação. A exigência de seleção era de que os candidatos atendessem a critérios de geração de emprego e renda, tivessem rápida implementação e atingissem os objetivos energéticos dos Estados Unidos.

Tratou-se de um programa clássico em que parte dos recursos orçamentários é reservado e distribuído para projetos selecionados. A fórmula obteve o êxito a que se propôs, todos os projetos foram implementados e 330 empregos foram gerados diretamente nesses projetos e manutenção de 700 empregos para uma das companhias dos compradores (DOE HYDROPOWER MARKET ACCELERATION, 2021).

Contudo a operacionalização de um programa desse tipo enfrenta barreiras. Destinar recursos do orçamento para esse fim implica em um processo político complexo, já que outras destinações tão ou mais importantes reivindicariam a devida atenção orçamentária. A candidatura e seleção de projetos também estaria sujeita a inúmeras críticas, pois haveria espaço para concessionários clamarem por investimento sem entregarem as correspondentes demandas definidas no programa ou reconhecidas como importante pelo sistema político que organiza o orçamento. O governo americano proveu dotação orçamentárias específicas para projetos que resultassem em ganhos de eficiência, contudo a limitação orçamentária exigida restringiu a seleção de mais projetos.

No Canadá, a política do *econENERGY* fundamentou-se economicamente em um instrumento financeiro. Os beneficiários receberiam uma receita extra de \$CAD 10/MWh proporcional a energia adicional por um período de 10 anos. O concessionário angariaria receita por duas fontes: aquela oriunda da venda de energia adicional e aquela derivada do benefício.

O montante de energia adicionado também esteve sujeito à certificação por um órgão creditor, no caso a *Underwriters Laboratories of Canada* (ULC). A diferença da política canadense em relação ao PTC americano é que o incentivo relativo valor de geração adicional trazida pela repotenciação seria aportado em caixa diretamente ao concessionário pelo Tesouro canadense. O caso exige a delimitação orçamentária geral para destinação de fluxo de caixa

equivalente ao montante convertível pela geração adicional por um período de dez anos. No caso da política da *econoEnergy* a repotenciação não se constituiu em uma pesada carga financeira para o contribuinte canadense em razão de apenas uma única usina de pequeno porte, 4,05MW, ter participado do programa. A execução do programa canadense exigiu uma escolha política no momento de sua definição do orçamento público. Esse tipo de seleção leva naturalmente a conflitos pelos recursos de investimento do país, que a depender dos humores vindouros dos cidadãos e das condições fiscais futuras poderiam ter sido empregados em motivos considerados mais nobres ou urgentes.

5.2.3 Ações determinativas

5.2.3.1 Portfólio de Energias Renováveis (PER) - *Renewable Portfolio Standards* (RPS)

As políticas de Portfólio de Energia Renovável (PER) são políticas de nível estadual em que se normatiza uma compra compulsória pelos comercializadores e consumidores de energia elétrica de fontes de geração qualificadas como renováveis. De forma que matriz de geração de energia passe a assumir um percentual de origem dessas fontes (UPTON e SNYDER, 2015; 2017). Essas políticas podem ser estabelecidas seja por legislações estaduais, seja por ação das Comissões de Serviço Público encarregadas da regulação do setor. O funcionamento do PER tem como cerne uma obrigação de que os comercializadores, distribuidores e consumidores adquiram uma parcela de seus contratos de suprimento de fontes renováveis, seja de forma direta dos geradores ou indireta via aquisição de certificados de energia renovável (BUCKMANN, 2011). As políticas de PER, portanto, enquadram-se como políticas de quotas de energia, o que afeta o preço da energia, dada a restrição de quantidade.

O impulso que leva a implementação do RPS varia de estado para estado. Elencam-se como fatores favoráveis à sua adoção a sua viabilidade política e econômica, ao não envolver o erário público, em atrair usinas renováveis de baixo custo; apoio popular e incentivo ao desenvolvimento de fontes substitutas a energia fóssil (KILLNC-ATA, 2016). Citam-se como argumentos energéticos, econômicos e ambientais em favor do RPS: a diversificação do portfólio de fontes de geração; o fomento industrial ao setor de energias renováveis; a melhoria da qualidade do ar com a redução da emissão de poluentes e demais GEE.

Cabe a entidade política estadual reorganizar a matriz de geração do Estado ao definir o percentual mínimo de geração de energia renovável consumido na região. Essa medida inibe a instalação de novas plantas emissoras e fomenta a atividade de geradoras ambientalmente

sustentáveis para suprir a demanda. Essa política pode ser financeiramente alavancada com o uso dos Certificados de Energia Renovável (CER), que são títulos transacionáveis lastreados na geração de energia limpa. Esse título pode ser utilizado pelas plantas emissoras a fim de proverem cobertura regulatória para tornarem sua produção regulatoriamente sustentável e assim atenderem às exigências normativas determinadas no PER. O mecanismo atrela a elegibilidade tecnológica de fontes renováveis com a valorização econômica dos benefícios ambientais, gerando rendas aos produtores.

A reorganização da matriz também se baseia num mecanismo econômico de promoção de novos investimentos. Apenas a adição de capacidade renovável é elegível para participação nos processos de compra de energia das políticas de PER. Se as usinas renováveis existentes pudessem emitir e comercializar CER estariam posicionados para vendê-los a um preço inferior àquele necessário para que nova capacidade de energia renovável fosse viabilizada. Os custos fixos das usinas existentes já em parte amortizados, garantiriam margens mais atraentes do que a dos novos entrantes (AGNOLUCCI, 2007). Por isso a restrição de participação no PER somente a novas plantas.

A concepção da política de PER entende que os atributos ambientais da geração renovável são financeiramente capturados pelos CER. Cada MWh gerado de uma fonte elegível equivale a um CER, um título de valor jurídico e econômico, registrados, identificados e rastreável, com faculdade de ser transacionável por geradores, comercializadores, distribuidoras e alguns consumidores finais para fins de liquidação das obrigações estabelecidas pela PER (AZUELA e BARROSO; 2012). Os REC são também um instrumento de verificação do cumprimento das metas de geração de energia renovável, resguardando os agentes de eventuais multas por não terem atingido as metas estabelecidas (HAITAO e POWERS, 2010; PINEDA e BOCK, 2016). Dessa forma, os geradores têm duas fontes de receita: energia e títulos CER (AGNOLUCCI, 2007).

A vinculação de que os emissores de poluentes possam cobrir sua produção com os títulos de energia renovável impulsionou a indústria de geradores renováveis e rearranjou a competitividade das fontes. Uma termelétrica passou a ter um custo de geração adicional relacionado a compra de CER em quantidade que cobrisse a energia gerada por combustíveis fósseis. Trata-se, em verdade, da internalização de custos que outrora estavam expressos como externalidades, sem seu equivalente econômico. Como a política é desenhada regionalmente, há estados que reconheceram a liquidação desses títulos emitidos em geração de plantas situadas em outros estados. Essa possibilidade criou um mercado de transações em que se gera energia renovável em um estado para cobrir a emissão realizada em outro. O caso do mercado

do pacífico, que envolve Califórnia, Oregon e Washington, é bem instrutivo. Observam-se registros e compras de títulos de usinas localizadas na Califórnia para posterior liquidação em Washington. Essa solução mercadológica fomentou a atuação dos geradores renováveis, afinal receberiam não apenas pela energia disponibilizada, mas também pelo atributo de sustentabilidade que sua tecnologia agrega ao sistema elétrico e também franqueou maior atratividade econômica nos estados que possuíam dotações de recursos naturais que em outros, pois a usina aumentaria seus clientes potenciais.

A existência de uma elegibilidade tecnológica visa assegurar à política energética o êxito num de seus fundamentos: diversificação da matriz. O raciocínio baseia-se no fato de que os recursos sustentáveis complementarão a oferta existente. Nos momentos de abundância de geração haveria vantagem econômica, a oferta, seja nos momentos de escassez ou de abundância, reduziria o impacto dos custos momentâneos aos consumidores e promoveria a diversificação de fontes de suprimento.

Efetivamente a política atraiu interesse de geradores eólicos e fotovoltaicos, mas também houve maciça repotenciação de usinas hidrelétricas existentes. Os concessionários de UHE enxergaram como oportuna a política promulgada: renovariam seus ativos e aufeririam renda. Renda composta pela geração incremental de energia, mais a oriunda da comercialização de CER e demais rendas obtidas da prestação de serviços específicos prestados por suas usinas.

Embora seja uma política baseada em quotas, a oferta de múltiplas fontes traz competitividade para o processo de contratação, pois os ofertantes competirão por preço pelos contratos de fornecimento disponíveis. Morthost (2000) e Tanaka *et al.* (2013) colocam que a opção de PER é coerente com mercados liberalizados, pois o preço é o mobilizador de investimentos e a internalização das externalidades ambientais positivas das fontes de geração renováveis ao passarem a serem capturadas via CER mostram-se especialmente aptas a integrarem esse tipo de mercado. Esta pesquisa adota essa hipótese como a razão para que a política de PER seja mais efetivamente adotada nos EUA do que no Canadá, cujo mercado de eletricidade é majoritariamente dominado por companhias estatais em um ambiente não-competitivo.

A solução resultante desse mercado de quotas inibe a expansão de fontes não-renováveis, ainda que economicamente competitivas, e fomenta a substituição das fontes não-renováveis por opções tecnológicas vistas como ambientalmente legítimas. A obrigação da aquisição do CER acarreta um custo no fornecimento de geração das plantas fósseis. Em vista dessa lógica a opção pelo PER, no curto prazo, altera o custo de suprimento da matriz energética ao encarecer o custo da eletricidade. No longo prazo, sob a perspectiva de política industrial, o

estímulo trazido pelas encomendas de suprimento de energia contratadas seria convertido em redução dos custos de produção da tecnologia até o momento em que a política se tornaria desnecessária. Esse aumento de custo da energia e, em especial, do custo de produção relativo entre as tecnologias, tem a expectativa de ser contrabalançada pelos benefícios trazidos pelas tecnologias renováveis. Recorde-se que as externalidades positivas trazidas por essas fontes justificaram a implementação da política.

5.2.3.2 Empresas Governamentais

Políticas baseadas em Empresas Governamentais são aquelas empreendidas por empresas controladas pelo Estado e com capacidade técnica e fiscal de empreender objetivos definidos na política energética determinada pelo grupo no governo. No presente caso são políticas determinadas pelas entidades políticas que delineiam uma política energética que deve ser cumprida pelas empresas diretamente subordinadas às entidades governamentais.

O Canadá é um país cuja infraestrutura foi construída por empresas estatais criadas com finalidade de traçar linhas férreas, provimento de serviços bancários, geração de eletricidade e outros bens públicos que não estavam ao alcance das empresas privadas. Essas empresas sedimentaram e enraizaram tal cultura institucional que se tornaram traço da nacionalidade canadense (BIRD, 2015).

Os governos sempre as viram como instrumentos legítimos para desenvolvimento econômico e provimento de serviços considerados essenciais aos seus cidadãos, de forma economicamente viável. Os cidadãos, por seu turno, reconhecem como legítimas as ações das companhias estatais provendo apoio político para a sua continuidade. Embora naturalmente, questões a cerca de sobrecustos de obras seja uma questão merecedora de críticas e desgastes governamentais e empresariais. (BERNIER e outros, 2018; BIRD, 2015)

No caso das companhias de eletricidade, como mencionado no capítulo 3, os governos provinciais reconheceram a venda de energia elétrica para o mercado americano como potencial geração de receita. Essas rendas garantiram recursos para o desenvolvimento provincial bem como garantiam baixas tarifas para os consumidores das empresas locais, pois havia demanda em escala suficiente para construção de grandes usinas com baixo custo de kWh.

Considerando que as usinas instaladas de propriedade das companhias estatais provinciais requerem contínua manutenção e, onde for apropriado, a repotenciação das máquinas (BIRD, 2015). As entidades políticas das províncias canadenses da Columbia Britânica e Quebec aprovaram diretrizes específicas que determinaram as ações das companhias

estatais de geração de energia sob controle direto. Por disporem de receitas e expertise técnica para execução da repotenciação, a velocidade de sua realização passa a ser de conveniência cronológica e financeira.

Pode-se afirmar que a política obtém êxito, mas sua aplicação está restrita à existência de companhias estatais que atendam aos ditames da Entidade política governante com benefícios superiores aos custos envolvidos, sejam eles econômicos ou políticos e sem o custo equivalente associado.

5.3 MONITORAMENTO DOS RESULTADOS DAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Dentro do processo de Agenda de uma política pública, o último passo anotado por Theodoulou (2005) é o de monitoramento dos resultados. Neste trabalho, foram levantados e analisados os trabalhos que avaliaram os resultados das diversas políticas públicas de energia sobre variáveis como incremento de capacidade instalada e energia; melhoria da qualidade do ar; redução de emissões; demais melhorias ambientais e geração de empregos.

O objetivo final de toda política energética é assegurar o suprimento de energia para a sociedade a preços sustentáveis. Dada esta premissa, pode-se concluir que o resultado das políticas promulgadas nos EUA e Canadá alcançaram esse resultado. As hidrelétricas, por meio da repotenciação das usinas existentes, deram sua contribuição ao aumento da oferta de energia e à confiabilidade de seu suprimento, devido à renovação das máquinas.

Com relação à efetividade das políticas, os estudiosos discutem seu grau de efetividade. Eastin (2014) associa o crescimento da produção de energia renovável às políticas de RPS, enquanto Upton (2017) conclui que essas políticas não promoveram maior oferta de energia se comparadas aos estados onde a RPS inexistiu. Eastin (2014) encontrou que as políticas de RPS geraram crescimento da geração renovável, em relação a média de produção entre o ano de adoção do RPS e o ano de 2011, nos estados de Washington, Califórnia, Oregon e Nova Iorque de respectivamente -3,3%; 4,8%; 7,5% e 4,1%, enquanto no Alabama, que não contou com RPS, a geração renovável caiu 11,1%.

Quanto à melhoria da qualidade do ar, Eastin (2014) quantificou que as políticas de PER obtiveram redução de emissões de CO₂, e conseqüente melhoria dos níveis de qualidade do ar. O resultado, contudo, não é uniforme a todos os estados que fizeram RPS, mas indicam que se trata de uma política energética eficaz para mitigação da produção de gases que provocam e mudanças climáticas.

Para os estados, estudados nesta dissertação, Washington, California, Oregon e Nova Iorque, as reduções de emissões de CO₂ foram de 0,1%; 1,3%; 6,7% e 15,3%. O Alabama que não dispôs de política de RPS, teve aumento de 2% em suas emissões de CO₂. O incremento de capacidade e energia hidrelétrica fruto da modernização das máquinas pode ter contribuído para esta redução. É mais importante, um alvo da política pública foi atingido: redução de emissões de CO₂, o que ampara e torna robusta a adoção de políticas de RPS com essa justificativa. Sekar (2014) também confirmou correlação entre PER e redução de intensidade de emissão de CO₂ com estados com políticas RPS.

Porém, nem todos os estudiosos são concordes. Upton (2017) avalia que a política pode potencialmente reduzir emissões de GEE e CO₂, tanto pelo lado da oferta, em razão de novas usinas renováveis, quanto pelo lado da demanda, ao reduzir o consumo em função do preço. Esse autor observou fracas evidências quanto à redução de emissões de CO₂ em estados que possuem PER comparados aos que não possuem. E sugeriu que, caso o cerne do objetivo político seja a redução de emissões de CO₂, uma taxa conforme o volume de emissões seria mais eficaz.

Barbose *et al.* (2016) estimaram para os EUA que, somente para o ano de 2013, a PER resultou em corte de emissões de CO₂ equivalente a 59 milhões de m³, valoradas em 2,2 bilhões de dólares. Os benefícios na saúde pública e no meio ambiente foram calculados em 5,2 bilhões de dólares. Os pesquisadores identificaram que ao reduzir a geração fóssil houve redução estimada em níveis nacionais nas emissões de SO₂, NO_x de 77.400 e 43.900 milhões de toneladas, respectivamente, e de taxa de partículas por milhão PM_{2,5} em 4.800. Com reduções de ao menos 2% de cada poluente somente no setor de energia norte-americano. No todo, a conclusão é de que os benefícios e impactos positivos superam largamente os custos de atendimento da PER.

Outro pilar da política pública foi seu efeito na geração de empregos. Barbose *et al.* (2016) também se debruçaram sobre esse aspecto e assinalam que para o ano de 2013 observou-se que mais de 200.000 empregos foram criados em razão da política de PER. Indicador interessante foi o salário médio desses empregos, US\$ 60 mil, valor superior à renda média *per capita* de US\$ 53.110 da época (BANCO MUNDIAL, 2021). Dentro da seção de interesse de hidroelétricas, o estudo traz que dos 30.000 empregos criados na área de O&M, 800 estiveram associados às hidroelétricas, certamente, uma parte delas relacionada à repotenciação. As políticas de créditos de energia, CREBS e subvenções diretas também produziram empregos no setor e na cadeia energética, o que valida a geração de empregos como argumento para a

política energética. Importa avaliar os efeitos das políticas nos preços de energia para as políticas públicas realizadas.

No caso das políticas de PTC, Wise e Bolinger (2013) vinculam a redução de preços da energia eólica ao consumidor da ordem de US\$ 20/MWh para energia eólica, o que equivale a 25-50% de redução. O que indica a força da política para essa fonte, contudo no que respeita às usinas hidrelétricas os relatórios (MARTINEZ *et al.*, 2021 e 2018) informam que o preço médio da energia hidrelétrica gerada nas usinas federais americanas de 2006-2016 variou de US\$ 32-36/MWh a depender do mercado em que se situava. Nos anos 2016-2018, o preço da energia hidroelétrica variou de US\$ 30-46/MWh. Com relação ao preço médio da energia de usinas não-federais eles variaram de US\$ 20-100/MWh, com mediana de US\$ 63/MWh, para preços de 2016, valor que persistiu em 2018 (MARTINEZ *et al.*, 2021 e 2018). Contudo, observa-se que o preço da energia dessa tecnologia é função direta da oferta hidrológica. Anos com escassez ou abundância modificam rapidamente o preço da energia gerada, o que dificulta uma avaliação causa-efeito dos instrumentos de política energética nos preços finais da energia.

Os efeitos da política de CREBS estão circunscritos aos seus adeptos, pois essa modalidade vincula investimento em energia e consumo às entidades públicas que dela fazem uso. Não, obstante a limitação de projetos permite inferir efeito localizado nos preços da energia aos consumidores. Para a política de HFM o Departamento de Tecnologias Hidráulicas (2014) observa que a adição de 130.000 MWh de energia foram obtidos a custo médio inferior a US\$ 0,04/kWh

No caso das políticas de RPS, Upton (2017) também avaliou os efeitos da política no preço da energia. No modelo por ele desenvolvido, encontrou que a política resulta em aumento de 10,9% a 11,4% nos preços de energia atrelado a uma redução da demanda estimada em 0,71 a 0,92 MWh por pessoa (aproximadamente 5,6 a 7,2%), estabelecendo uma relação de elasticidade de preço-demanda de 0,5-0,6. Ou seja, a política de RPS elevaria o preço que seria contrabalançado pela redução da demanda do consumidor. Kung (2012) ao abordar o efeito do PER no preço da energia entende que a alta do custo do preço da energia precisa ser justificada em termos de benefícios sociais. O autor investigou os efeitos das políticas de créditos fiscais mediante produção, isenções de investimento e o preço de energia no estado Illinois. Entendeu-se que investimentos na expansão de plantas dentro do estado são mais interessantes por aumentarem a arrecadação de impostos e a criação de postos de trabalho.

Stockmayer (2012) ressalta que a PER não é desprovida de efeito econômico, incrementos no custo de eletricidade são repassados aos consumidores e cita que, em cálculo estimativo Wiser e Barbosa (2008), aponta-se aumento médio de 1%. Porém valores mais altos

de aumento são registrados no Novo México, onde se assinalou um aumento de 4-5% em seis anos de vigência da política.

Em oposição a levantamentos precedentes, Barbose *et al.* (2016) observam que a expansão de energias renováveis para atenderem a RPS resultou em redução no preço da compra de energia renovável no atacado em US\$ 0,08 a 0,047 centavos de dólar por kWh. O arrazoado levantado é de que os efeitos da presença de renováveis são mais sensíveis nos locais onde a curva de oferta é mais positivamente inclinada. Um curioso efeito relatado pelos autores foi o feito das energias renováveis no mercado de gás natural com a redução de preços dessa fonte feita para reentrar na pilha de oferta, reduzindo o preço da energia para os consumidores. Como nos EUA o gás natural é o gerador marginal de eletricidade, a entrada de energias renováveis tendeu a deslocar essa geração da pilha de oferta. As estimativas feitas para o ano de 2013 apontam a redução de demanda por gás natural em 422 milhões de MMBTU, 1,6% do consumo dos EUA ou 5% do gás destinado ao setor de eletricidade, o que teria levado a redução dos preços do Gás Natural em US\$ 0,05-0,14 centavos/ MBTU. Em termos monetários, esse benefício aplicado ao consumo continental dos estados unidos representaria para todos os consumidores de GN uma economia agregada de US\$ 1,3 a 3,7 bilhões.

Sob os benefícios ambientais das políticas o levantamento de Wisser *et al.* (2016) calculou que houve redução de retiradas de água para uso em resfriamento e consumo na evaporação nos processos de geração termelétrica, 3,1 bilhões de m³ e 102 milhões de m³, respectivamente. Essas reduções representaram 2% do uso da água para o setor de energia em 2013. O estudo indica que para cada MWh gerado para 2013, reduziu-se a retirada de 32 m³ de água e 1 m³ de consumo de água. Entre os benefícios dessa redução está o possível aumento da disponibilidade hídrica em locais que outrora sofriam redução de volume em função de seu uso para resfriamento e evaporação nos circuitos das térmicas. Para os consumidores o efeito econômico dessa redução das retiradas de água foi estimado entre US\$1,3 a 4,9 bilhão de dólares. A política também conseguiu reduzir em média a geração fóssil em 3,6%, variando de 0,1% na região sudoeste dos EUA até 13,9% na Califórnia. As usinas a gás e a carvão foram as mais deslocadas da matriz.

Em estudo de 2015 (BARBOSE *et al.*, 2015) encontrou que, para o período de 2010-2013, os custos impostos pela política de RPS representavam a fração de 2% dos preços médios do mercado varejista, porém variavam de -0,4 até 4,8 centavos de dólar. O referido estudo apontou que os custos do RPS foram de aproximadamente 1 bilhão de dólares pelo período. O estudo do encontrou reduções de emissões 59 milhões tm³ de GEE equivalentes a CO₂, que se traduzem no valor econômico de US\$ 2,2 bilhões de custo social do carbono. Em termos de

valor no preço da energia, seu equivalente foi de US\$ 0,02/kWh de novas plantas renováveis criadas para atender os requisitos de RPS. Os benefícios variam de 0,7 a 6,3 bilhões de dólares em toda faixa de custos social das emissões de carbono consideradas. Os efeitos na qualidade do ar também foram calculados. Os benefícios ambientais e em saúde pública foram de US\$ 5,2 bilhões, numa faixa que varia de 2,6 a 9,9 bilhões conforme considerações envolvidas. Tema sensível, o efeito das políticas de RPS no preço de atacado da energia encontrou um resultado que colide com outros pesquisadores. Em 2013 as políticas de RPS resultaram em poupança de até 1,2 bilhão de dólares nos preços de eletricidade. A razão é que a entrada de energias renováveis deslocou a curva de suprimento, reduzindo os preços de atacado, um efeito palpável do estímulo para fomento da oferta de eletricidade. Essa mudança na curva de suprimento em razão dos novos entrantes afetou os preços dos fornecedores já estabelecidos. No caso dos que utilizam o gás natural, o estudo encontrou que a oferta de renováveis não apenas conteve os preços do GN como também reduziu seu valor médio entre 0,05 a 0,14 US\$/MMBtu somente para o ano de 2013. O efeito geral de economia para o consumidor foi de 1,3 a 3,7 bilhão de dólares. Em termos de preço de eletricidade, uma redução de 0,013 a 0,037 US\$/kWh. De forma que se observou que as forças motrizes que mobilizaram a política pública de RPS tiveram efeito comprovado. Isso valida a política pública como um instrumento eficiente de política energética para promoção e fomento de energias renováveis, a qual a repotenciação deu sua contribuição para que as metas fossem alcançadas.

Quanto ao custo dos incentivos fiscais, um método de avaliação proposto por Zolt (2015) consiste em computar a razão entre receita tributária perdida em razão do benefício fiscal sobre o número de empregos criados. O autor também comenta que embora tal medida possa não refletir a verdadeira eficiência da política, já que não se computa o valor do trabalho criado, pode dar uma estimativa de custo para o Tesouro.

Comenta-se que uma vantagem da política de PER em relação a *feed-in-tariff* (FIT) é sua delimitação de custos incorríveis e também quais fontes podem ser usufrutárias desse benefício. Como o governo estabelece a porção de energia renovável a compor a matriz local, os subsídios guardam limitação a esse total, enquanto esquemas *feed-in-tariff* levam a destinação compulsória de renda para os geradores detentores desses contratos. O uso de ferramentas de auditoria no atendimento das regras também é um fator adicional de vantagem nas políticas de RPS, multas são aplicadas sempre que infrações são verificadas. Também se argumenta que outro ponto positivo do RPS está na eficiência alocativa de geração marginal via Mercado - a gestão econômica da renda fica entre os produtores e comercializadores – o que não ocorre em FIT. Também se depreende que a política de RPS é mais adequada para mercados

desverticalizados, como é o caso dos estados norte-americanos selecionados. Críticos apontam que embora a RPS detenha eficiência estática, essa superioridade é eliminada pela existência dos prêmios de risco demandados pelos geradores para cobrirem a volatilidade dos preços dos certificados. O efeito disso é a redução da capacidade do investidor de energia renovável em vender sua geração certificada a um dado prêmio/preço.

Outra seara de críticas às RPS seria de que não incentivam a redução de custos de longo prazo de fontes menos maduras, sendo o subsídio capturado pelas fontes mais competitivas no momento em que são implantadas. Os críticos entendem que o incentivo unitário por MWh produzido tende a ter um valor maior capturado em tecnologias de baixo custo, enquanto para tecnologias renováveis de custo mais elevado, esse incentivo tem percentual menor (BUCKMAN, 2011). Na tabela abaixo anotam-se os ganhos percebidos nos resultados de políticas públicas:

Quadro 11 - Ganhos registrados pelas políticas fomento a energia renovável

Tema	Autor
Crescimento da produção de energia renovável vinculado às políticas públicas.	Eastin (2014), Sekar (2014), Barbose et al. (2016), Wisner et al. (2016), Kung (2012), Wise e Bolinger (2013).
Benefícios ambientais.	Sekar (2014), Barbose <i>et al.</i> (2016), Wisner <i>et al.</i> (2016)
Geração de empregos e aumento na arrecadação.	Barbose <i>et al.</i> (2016), Kung (2012)
Redução nos preços da energia	Wise e Bolinger (2013), Barbose <i>et al.</i> (2016)

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 EFICIÊNCIA E EFETIVIDADE DAS POLÍTICAS DE ENERGIA

Registrados os efeitos da PER na expansão da geração, nos preços da energia, na geração de empregos e nos benefícios ambientais, passa-se à avaliação da eficiência da política.

Haitao e Powers (2010) enunciam que a efetividade da política é medida pela extensão de como a política PER promoveu investimentos em capacidade de energia renovável. O autor confirma que são capazes de promover esse objetivo e tem impacto positivo significativo no desenvolvimento de energias renováveis, contudo também infere que a comercialização irrestrita de REC pode enfraquecer sensivelmente o impacto da RPS. O trabalho também discute a hipótese de que a política seria sub-ótima por duas razões. A primeira, que os benefícios ambientais são internalizações de externalidades globais/gerais. Poluidores de outras regiões poderiam continuar a operar, enquanto apenas os geradores da região do PER seriam afetados, sofrendo suas consequências. A segunda deriva da exigência de que o RPS seja usufruído

apenas regionalmente, onerando a produção local e tornando a produção em outros estados mais competitiva. Essa seletividade reduziria a rentabilidade de investimentos onde a RPS fosse efetuada.

Morthost (2000) em artigo para o mercado europeu coloca que então duas tendências andavam juntas: liberalização da indústria de eletricidade e redução de emissões de GEE. Porém as fontes renováveis não teriam tração econômica para se materializarem ou o fariam em velocidade abaixo da desejada. A solução para acelerar esse investimento viria de receitas adicionais aos geradores de energia renovável, o que levaria a criação de um mercado de certificados de energia verde. Tratava-se de uma forma de compensação econômica pela não-competitividade das energias renováveis na época. O autor também coloca que mecanismos do tipo REC podem enfrentar concorrência com outros instrumentos regulatórios de promoção de fontes renováveis ou de limitação de emissões. No caso, com licenças de emissões de CO₂. Porém enquanto as licenças atuam diretamente sobre o volume emitido pelas plantas de geração, a política de REC age indiretamente ao aumentar o custo relativo de geração das tecnologias emissoras.

Zhao et al (2013) confirmam a efetividade das políticas de energia renovável, mas chamam atenção para sua redução conforme amplia-se a base de políticas vigentes. Os autores também ressaltam que a efetividade de políticas de energia renovável dependeria das condições de disponibilidade de recursos naturais e dos ambientes institucionais e sociais. A efetividade varia conforme a fonte e desenho da política. Concluem que apenas políticas associadas a investimento e Feed-in-tariff são efetivas em promover a expansão de capacidade.

Em amplo estudo (KILLINC -ATA, 2016) levantou instrumentos de política de energia renovável e analisou quais deles foram mais efetivos em promover o aumento da capacidade instalada dessas fontes. A conclusão a que chegou foi que as políticas exercem papel fundamental no fomento das tecnologias de energia renovável. A autora ressalva que políticas de cota não foram vistas como eficazes em produzir os objetivos a que se destinavam. A razão estaria no fato de que instrumentos baseados em preço são contratados por longo tempo enquanto políticas de quantidade dependem da disponibilidade de geradores para atingir os objetivos traçados. Políticas de incentivo fiscal, PTC e CREBS, baseadas em investimentos teriam efetividade comprovada em fomentar expansão da capacidade instalada.

Em trabalho sobre a estrutura institucional das políticas energéticas no Texas, EUA, e Ontário, Canadá, sobre características das agências de energia e o balanço entre rigidez e flexibilidade das políticas de energia, Holburn (2012) conclui que o risco regulatório na província canadense, foi um fator preponderante para que mais firmas de geração se

estabelecessem no Texas. A razão estaria no fato de a agência de regulação canadense estar estreitamente vinculada ao ministério de energia provincial. A comissão de utilidades públicas do Texas por estar mais isolada de influências políticas e abrigar maior rigidez da regulação, pois oriunda do processo político local, reduziria riscos institucionais fomentando os investimentos de longo prazo. Outro fator é o Texas ser um estado com forte geração baseada em tecnologias emissoras de poluentes, logo tem mais potencial para substituição, enquanto o Ontario já conta com uma ampla presença de geração limpa. Questões de demanda crescente também devem compor uma avaliação mais detida, pois os investimentos necessitam de um longo prazo de maturação cuja receita poderia provir de novos consumidores. Como ativos de infraestrutura estão sujeitas a expropriação dos retornos financeiros do investido promovidas pelo regulador há chances de esses preços tornarem-se extremamente politizados, aumentando o risco regulatório do Agente Concessionário. O risco no caso das políticas desenhadas estaria no corte do período de usufruto dos benefícios contratualizados e conseqüente supressão da receita ou dedução fiscal assinalada no momento da contratação dos investimentos. Como as políticas de PER contém em si cláusulas expressas de período de usufruto, observa-se um risco regulatório inferior, até mesmo porque a compensação dos benefícios financeiros se dá via compra e venda de energia e REC, não por injeção de fluxo de caixa do tesouro estatal no valor diferencial para assegurar a tarifa contratada. Holburn também entende que geradores renováveis enfrentam riscos regulatórios similares aos de usinas convencionais. Listam-se como formas indiretas de expropriação como aumento de exigências de licenciamento; atraso na emissão de permissões de funcionamento; novos impostos sobre conteúdo de origem não doméstica. Tudo isso pode afetar o fluxo de caixa dos projetos e tornar uma política pública ineficiente. Deve-se atentar que esse risco só é percebido mediante a experiência dos mecanismos em funcionamento. Enfim a estabilidade regulatória é um fator de grande importância na decisão de desembolso de investimentos.

Outro elemento a se considerar no desenho das políticas de energia é a evolução tecnológica, inovações e obsolescências. As tecnologias elegíveis podem entrar em declínio em período inferior ao necessário para cobertura dos investimentos realizados. No caso das políticas RPS, por serem uma política de quotas, o formulador deve coordenar o processo de entrada dos novos participantes, pois à medida que novos entrantes materializam a produção de energia renovável e de emissão de CER os preços da energia e dos títulos entrarão em novo equilíbrio. Uma entrada de substancial oferta de energia renovável pode afundar preços e levar a indústria envolvida a crises de fluxo de caixa. Se mal desenhada, a política de de nova

capacidade pode falhar, frustrando a operacionalidade eficaz da política de PER. (AGNOLUCCI; 2007).

Outro aspecto essencial nas políticas públicas é dotação de recursos naturais. Observa-se que os estados mais inclinados a promoverem políticas de RPS são os detentores desses recursos em abundância (UPTON e SNYDER; 2015). Uma política que não considere a oferta de recursos naturais estará fadada a operar com baixa efetividade e sua compulsoriedade pode trazer mais ônus que benefícios ao encarecer a energia e atrasar o crescimento econômico

Abdmouleh *et al.* (2015) refletem sobre dois interessantes pontos nas políticas públicas de energia de fomento de tecnologias renováveis: disponibilidade de fundos e estabelecimento de metas. A limitação na disponibilidade de fundos, segundo os autores, é que fez do RPS um instrumento popular nos EUA, pois não se faz necessário reservar dotações públicas para sua implementação, o que sucede no caso das FIT. Quanto ao segundo ponto, o estabelecimento de uma meta quantitativa sinaliza potencial de receita para os investidores direcionarem recursos para expansão de geração.

5.5 CONCLUSÕES E APONTAMENTOS

Neste capítulo, foram colecionadas as políticas públicas de energia utilizadas para fomento da repotenciação de usinas hidrelétricas. Foram detidamente analisados e discutidos os instrumentos econômicos, regulatórios e políticos utilizados bem como os resultados em expansão da capacidade, efeitos no preço da energia, geração de empregos e benefícios ambientais.

Os instrumentos econômicos que mais promoveram expansão de capacidade foram PTC, PER e Ação Mandatória. As demais políticas não obtiveram resposta similar em razão de contingências próprias de sua formulação já discutidas nas seções precedentes.

Embora o aumento no preço de energia elétrica efeito do PER seja apontado, os montantes que incrementaram o valor não foram percebidos como entraves para implementação da política. Houve mesmo uma interação entre efeitos de energia renovável sobre a demanda de gás natural para geração de energia elétrica, com a redução de demanda deste último.

Os benefícios ambientais das políticas foram amplamente reconhecidos, os efeitos se esprairam na redução de emissões de gases de efeito estufa e de outros poluentes. Houve redução da captação de água para uso nos processos térmicos de geração de energia, vinculando reflexos econômicos como benefício social. As políticas também operaram a geração de

empregos, motivo sempre arguido, com justa razão, para realização de intervenções do Estado no domínio econômico.

Dessa forma o saldo final da repotenciação alcançaria as partes envolvidas: concessionário, compradores e regulador. Para o concessionário, obteve-se o aumento da produção de energia e conseqüentemente da renda auferida; maior disponibilidade de oferta de capacidade de potência, que pode vir a compor uma renda extra nos mercados que valoram esse lastro; extensão da vida útil de seus ativos; geração de energia e obtenção de créditos tributários que podem ser liquidados na forma da legislação.

Para o sistema elétrico e os compradores, os ganhos são a maior oferta de energia e capacidade a um menor custo operativo e de geração em razão da geração hidráulica; maior eficiência produtiva com plantas mais modernas; também se obtém maior confiabilidade e flexibilidades operativas sistêmica com usinas com máquinas novas.

Para o Regulador/Governo, que formulou a política pública, os ganhos são, além daqueles relacionados aos valores políticos que fundamentaram a solução proposta, a resolução de um problema de política energética que chamou a atenção do Ente Político.

5.6 REPOTENCIOMETRIA

Ao serem examinados os parques hidrelétricos norte americano e canadense derivou-se a ideia de conceber um índice de aptidão dos parques para a repotenciação. Dada a inexistência de uma métrica para o tema, considerou-se oportuno apresentar o índice formulado por este autor. As finalidades do índice são: (i) mostrar a propensão de repotenciação de cada parque; e (ii) o perfil de ganhos realizados.

A primeira fase da formulação do indicador consiste em enumerar as usinas, idade, potência e o histórico de repotenciação - em que idade se realizou, ganhos de capacidade e de eficiência de geração. Naturalmente, o índice deve atender requisitos, como: facilidade de interpretação; robustez frente a diferentes distribuições de idade e potência; e deve ser caracterizado por facilidade de operação (JANNUZI, 2015).

Serão apresentados o roteiro de cálculo e sua aplicação aos parques do Oregon, nos Estados Unidos e da Columbia Britânica, no Canadá. As duas entidades foram escolhidas por disporem de um parque hidrelétrico significativo e das informações requeridas pelo índice proposto. Tem-se a expectativa que o uso do Indicador possa sinalizar aos administradores públicos a necessidade de atenção para seu parque hidrelétrico e iniciar a formulação de políticas públicas para essa fonte de energia.

5.6.1 Roteiro de determinação do índice

O índice foi concebido propositalmente para ser simples e facilmente operacionalizável. O autor acredita que as informações de idade da planta e capacidade instalada, bem como informações adicionais de realização de repotenciação são suficientes para representar em um índice o perfil do parque instalado. A primeira etapa consiste em elencar a data de início de operação da usina (se for o caso das máquinas), capacidade instalada, data da realização da repotenciação, tipo de modificação realizada.

A partir da captura dos dados, é proposta a seguinte metodologia de cálculo:

1ª etapa: calcular a média ponderada idade-capacidade do parque. Dividir a Idade Média Ponderada por 25 – idade em que as atividades de repotenciação são recomendadas. Obter a classe etária do parque, conforme as seguintes categorias:

- A, entre 0 e 1.
- B, entre 1 e 1,5.
- C, entre 1,5 e 2.
- D, entre 2 e 2,5.
- E, entre 2,5 e 3.
- F, maior que 3.

2ª etapa: Alocar a frequência de capacidade em 05 faixas:

- $0 < \text{Total de Capacidade Instalada} \leq 25$ anos
- $26 < \text{Total de Capacidade Instalada} \leq 50$ anos
- $51 < \text{Total de Capacidade Instalada} \leq 75$ anos
- $76 < \text{Total de Capacidade Instalada} \leq 100$ anos
- $101 < \text{Total de Capacidade Instalada}$

3ª etapa: Classificar o percentual do montante de usinas com mais de 25 anos, conforme tabela abaixo:

Quadro 12 - Classe do montante de potência com mais de 25 anos

Classe	Pecentual maior que 25 anos
R	20% dos MW > 25 anos
S	30% > 25 anos
T	40% > 25 anos
U	50% > 25anos
V	60% > 25anos
W	70% > 25anos
X	80% > 25anos
Y	90% > 25anos
Z	100% > 25anos

Fonte:

4ª etapa: Havendo usinas que tenham realizado repotenciação, calcular a Classe Etária do parque repotenciado, bem como sua frequência, conforme itens 2 e 3.

5ª etapa: Indicar por meio de letras se o parque obteve ganhos de capacidade (“C”), eficiência (“E”) e “K” para capacidade e eficiência.

Com a realização dos passos enumerados forma-se o Indicador de Repotenciação do Parque Hidrelétrico, composto por cinco caracteres alfanuméricos:

Quadro 13 - Indicador de Repotenciação

C ₁ C ₂ /C ₃ C ₄ -C ₅	
C₁	Caractere de Idade Média Ponderada do Parque.
C₂	Caractere de Percentual da Capacidade Média com idade maior que 25 anos.
/	Caractere que separa a caracterização do parque original do parque considerando as repotenciações já realizadas.
C₃	Caractere de Idade Média Ponderada do Parque considerando a idade a partir da Repotenciação.
C₄	Caractere de Percentual da Capacidade Média com idade maior que 25 anos.
-	Separador para qualificar a repotenciação realizada.
C₅	Indicador do tipo de repotenciação realizada. C para ganhos de capacidade, E para eficiência e K para capacidade e eficiência.

Fonte: Elaboração própria

Abaixo segue uma régua em que se escalona o caractere de idade. Como este é fruto da ponderação pela potência instalada àquela idade o indicador reflete a maior ou menor propensão à repotenciação. A caracterização do indicador de potência deve ser analisada com meticulosidade, visto que um grande bloco hidrelétrico recém-construído ou com décadas de operação influi na distribuição de potência conforme sua idade. Os dois índices caracterizadores juntos são então capazes de perfilar o parque hidrelétrico quanto a propensão à repotenciação.

Quadro 14 – Escala do indicador de idade

A	B	C	D	E	F
A potência do parque está com idade menor que 25 anos. Casos isolados podem merecer atenção.	Idade entre 25 e 37,5 anos. Um número maior de UHE podem ser objetos de exames particulares.	Parque com Idade ponderada próxima aos 50 anos. Sugere-se programa de avaliação da capacidade operativa das plantas.	Acompanhamento permanente. O parque já deve contar progressivamente com usinas repotenciadas.		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tem-se em vista que à medida que o indicador for utilizado para levantar as características dos diferentes parques instalados o conhecimento empírico se acumulará e observações mais ricas poderão ser feitas com o uso do indicador de repotenciometria.

Também se elaborou um diagrama de cores, mostrado no Apêndice, que representa o indicador de repotenciação em dois eixos. Quanto mais quente a cor, mais o parque está em situação de propensão a uma avaliação mais dedicada sobre a repotenciação do conjunto de usinas hidrelétricas em estudo.

5.6.2 Parque do Oregon

O parque hidrelétrico do Oregon, EIA (2021) está relacionado no Quadro 15.

Quadro 15 - Parque Hidrelétrico do Oregon, EUA

Nome da Usina	Unidade	Capacidade Nominal (MW)	Início da Operação	Ano da repotenciação
Hells Canyon	3x	130.5	1967	Sem dados
Oxbow (OR)	4x	47.5	1961	Sem dados
Clearwater 1	1	15.0	1953	Sem dados
Clearwater 2	1	26.0	1953	Sem dados
Eagle Point	1	2.8	1957	Sem dados
East Side	1	3.2	1924	Sem dados
Fish Creek	1	11.0	1952	Sem dados
John C Boyle	1	50.3	1958	2011
	2	48.4		
Lemolo 1	1	32.0	1955	2011
Prospect 1	1	3.8	1912	2011
Prospect 2	1	16.0	1928	2011
Prospect 2	2	16.0	1928	2011
Prospect 3	1	7.2	1932	2011
Prospect 4	1	1.0	1944	2011
Slide Creek	1	18.0	1951	Sem dados
Soda Springs	1	11.0	1952	Sem dados
Toketee Falls	1	14.2	1950	Sem dados
	2	14.2	1949	Sem dados
	3	14.2	1950	Sem dados
Wallowa Falls	1	1.1	1921	Sem dados
Faraday	6	19.2	1958	2013
North Fork	1	19.2	1958	Sem dados

Nome da Usina	Unidade	Capacidade Nominal (MW)	Início da Operação	Ano da repotenciação
	2	21.6		2013
Pelton	1	45.0	1957	Sem dados
	2	32.4	1958	
	3	32.4		
River Mill	1	3.3	1911	2013
	2	3.3		
	3	3.3	1912	2013
	4	3.9	1927	Sem dados
	5	5.0	1952	Sem dados
Round Butte	1	112.5	1964	2013
	2	130.0		
	3	130.0		
Sullivan	1	1.2	1952	2013
	10	1.2		
	11	1.2		
	12	1.2		
	13	1.2		
	2	1.2		
	3	1.2		
	4	1.2		
	5	1.2		
	6	1.2		
	7	1.2		
	8	1.2		
	9	1.0	1924	2013
Carmen Smith	1	52.2	1963	Sem dados
	2	52.2		
	3	9.9		
Leaburg	1	8.4	1930	Sem dados
	2	7.5	1950	
Walterville	1	8.0	1949	Sem dados
Big Cliff	1	18.0	1954	Sem dados
Bonneville	1	53.5	1938	2017
	10	62.1	1944	2017
	11	66.5	1982	Sem dados
	12	66.5		
	13	66.5		
	14	66.5		
	15	66.5		
	16	66.5		
	17	66.5	1981	
	18	66.5	1938	2017
	2	53.5	1941	
	3	62.1		
	4	62.1		
	5	62.1	1942	
	6	62.1		
	7	62.1	1943	
	8	62.1		
	9	62.1		
	F1	13.1	1982	Sem dados

Nome da Usina	Unidade	Capacidade Nominal (MW)	Início da Operação	Ano da repotenciação
	F2	13.1	1981	
Cougar	1	13.0	1964	2017
	2	13.0		2017
Detroit	1	50.0	1953	Sem dados
	2	50.0		Sem dados
Dexter	1	15.0	1955	Sem dados
Green Peter	1	40.0	1967	Sem dados
	2	40.0		Sem dados
Hills Creek	1	15.0	1962	Sem dados
	2	15.0		
John Day	1	135.0	1968	Sem dados
	10	135.0	1969	Sem dados
	11	135.0	1970	Sem dados
	12	135.0		Sem dados
	13	135.0		Sem dados
	14	135.0	1971	Sem dados
	15	135.0		Sem dados
	16	135.0		Sem dados
	2	135.0	1968	Sem dados
	3	135.0		Sem dados
	4	135.0		Sem dados
	5	135.0	1969	Sem dados
	6	135.0		Sem dados
	7	135.0		Sem dados
	8	135.0		Sem dados
	9	135.0		Sem dados
Lookout Point	1	40.0	1955	2017
	2	40.0		2017
	3	40.0		2017
McNary	1	70.0	1953	Sem dados
	10	70.0	1955	Sem dados
	11	70.0	1956	Sem dados
	12	70.0		Sem dados
	13	70.0	1957	Sem dados
	14	80.5		Sem dados
	2	70.0	1954	Sem dados
	3	70.0		Sem dados
	4	70.0		Sem dados
	5	70.0		Sem dados
	6	70.0	1955	Sem dados
	7	70.0		Sem dados
	8	70.0		Sem dados
	9	70.0	1956	Sem dados
The Dalles	1	78.0	1957	Sem dados
	10	78.0	1959	Sem dados
	11	78.0	1960	Sem dados
	12	78.0		Sem dados
	13	78.0		Sem dados
	14	78.0		Sem dados
	15	86.0	1973	Sem dados
16	86.0	Sem dados		

Nome da Usina	Unidade	Capacidade Nominal (MW)	Início da Operação	Ano da repotenciação	
	17	86.0		Sem dados	
	18	86.0		Sem dados	
	19	86.0		Sem dados	
		2	78.0	1957	Sem dados
		20	86.0	1973	Sem dados
		21	86.0		Sem dados
		22	86.0		Sem dados
		3	78.0	1958	Sem dados
		4	78.0		Sem dados
		5	89.7		Sem dados
		6	78.0	1959	Sem dados
		7	78.0		Sem dados
		8	78.0		Sem dados
		9	78.0	1957	Sem dados
		F1	14.0		Sem dados
		F2	14.0		Sem dados
PHP 1	1	23.7	1982	Sem dados	
PHP 2	2	11.8		Sem dados	
Lost Creek	1	24.5	1977	Sem dados	
	2	24.5		Sem dados	
Green Springs	1	17.2	1960	Sem dados	
Lemolo 2	1	38.5	1956	2011	
Bend	1	0.2	1913	Sem dados	
	2	0.3	1916	Sem dados	
	3	0.6	1917	Sem dados	
Oak Grove	1	25.5	1924	Sem dados	
	2	25.5	1931	Sem dados	
Foster	1	10.0	1968	Sem dados	
	2	10.0		Sem dados	
Dalles Dam North Fishway Project	1	6.5	1991	Sem dados	
Stone Creek	1	12.0	1994	Sem dados	
Copper Dam Plant	TURGO	2.6	2015	Sem dados	
Peters Drive Plant	GEN3	1.8	1987	Sem dados	
Sprague Hydro	GEN1	1.2	1989	Sem dados	
Michell Butte Power Project	GEN1	1.8	1989	Sem dados	
Owyhee Dam Power Project	GEN1	4.3	1985	Sem dados	
Tunnel 1 Power Project	GEN1	7.0	1993	Sem dados	
Middle Fork Irrigation District	GEN1	2.0	1986	Sem dados	
	GEN2	0.5		Sem dados	
	GEN3	0.8		Sem dados	
Galesville Project	GV1	0.8	1987	Sem dados	
	GV2	0.8		Sem dados	
Siphon Power Project	GEN1	2.7	1989	Sem dados	
	GEN2	2.7		Sem dados	
Lacomb Irrigation District	GEN1	1.0	1986	Sem dados	
Falls Creek	GE-1	4.1	1984	Sem dados	

Nome da Usina	Unidade	Capacidade Nominal (MW)	Início da Operação	Ano da repotenciação
Opal Springs Hydro	1	4.3	1985	Sem dados
Warm Springs Power Enterprises	0001	19.6	1982	Sem dados
Juniper Ridge Hydroelectric Project	21-01	5.0	2010	Sem dados
45 Mile Hydroelectric Project	0001	1.0	2015	Sem dados
	0002	1.0		Sem dados
	0003	1.0		Sem dados
C-Drop Hydro	GEN1	1.1	2012	Sem dados
Dorena Hydro-Electric Facility	FRNCS	1.4	2014	Sem dados
Dorena Hydro-Electric Facility	KAPLN	6.1	2014	Sem dados
Timothy Lake Powerhouse	1	1.2	2018	Sem dados

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EIA (2021)

A Idade média ponderada das máquinas, considerando o ano de instalação, é de 57,9 anos. A divisão por 25, faz com que o primeiro caractere do parque seja Classe Etária “D”. A distribuição de idade do potencial, mostra que 99,8% do parque tem mais de 25 anos, sendo um parque de Classe Distributiva do tipo “Y”. Por já terem sido realizadas repotenciações, o caracter de parque repotenciado “/” compõe o indicador.

Incorporando as repotenciações realizadas, tomando a nova idade das máquinas, a partir do ano de reforma, tem-se que o parque do Oregon passou a ter Idade Média Ponderada de 47,3 anos, o que faz com que a Classe Etária do Parque passe a ser do tipo “C”. Já a classe distributiva, o parque repotenciado passa a ser “X”. Como houve ganhos de capacidade e potência, agrega-se o caracter “K” para essa sinalização. De forma que o Indicador de Repotenciação para o parque do Oregon é:

$$IR_{OR} = DY/CX-K$$

O parque é composto por usinas em idade avançada, porém as repotenciações rejuvenesceram o parque como um todo. Contudo, conforme a escala explorada no Quadro 14, o parque ainda permanece em estágio de atenção.

5.6.3 Parque da British Columbia Hydro na Columbia Britânica

O parque da Columbia Britânica encontra-se abaixo listado:

Quadro 16 – UHE da Columbia Britânica

Nome	Capacidade Nominal Instalada (MW)	Início de operação	Idade	Ano de Realização da Repotenciação
Aberfeldie Dam	25	1953	68	2007
Alouette Lake	9	1928	93	Sem registros
Ash River	28	1959	62	Sem registros
Bridge River	478	1948	73	2020
Cheakamus	158	1957	64	2019
Clowhom	33	1957	64	Sem registros
Elko	12	1924	97	Sem registros
Falls River	7	1930	91	Sem registros
Gordon M. Shrum (W.A.C. Bennett Dam)	2.730	1968	53	2009
John Hart	126	1947	74	Sem registros
Jordan River	170	1971	50	Sem registros
Kootenay Canal	583	1975	46	1999
Ladore	47	1956	65	Sem registros
La Joie	25	1957	64	Sem registros
Lake Buntzen	76,8	1951	70	Sem registros
Mica	2.746	1976	45	2011
Peace Canyon	694	1980	41	Sem registros
Puntledge	24	1955	66	Sem registros
Revelstoke	2.480	1984	37	2011
Ruskin	105	1930	91	2012
Seton	48	1956	65	Sem registros
Seven Mile	805	1979	42	Sem registros
Shuswap	6	1929	92	Sem registros
Spillimacheen	4	1955	66	Sem registros
Stave Falls	91	1912	109	Sem registros
Strathcona	64	1958	63	Sem registros
Wahleach	65	1952	69	Sem registros
Walter Hardman	8	1960	61	Sem registros
Whatshan	55	1972	49	Sem registros
Waneta Dam	490	1952	69	Sem registros
Akolkolex	10	1995	26	Sem registros
Arrow Lakes/Keenleyside Dam	185	2002	19	Sem registros
Ashlu Creek	49,9	2010	11	Sem registros
Barr Creek	4,4	2011	10	Sem registros
Big Silver Creek	40,6	2016	5	Sem registros
Bone Creek	19	2011	10	Sem registros
Bonnington Falls	16	1905	116	Sem registros
Boston Bar Hydro (Scuzzy Creek)	9	1995	26	Sem registros
Boulder Creek	25,3	2017	4	Sem registros
Box Canyon	16	2017	4	Sem registros
Brandywine Creek	7,6	2003	18	Sem registros
Brilliant Dam	145	1944	77	Sem registros
Brilliant Expansion	120	2009	12	Sem registros
Brown Lake	7,2	1996	25	Sem registros
Canoe Creek	6	2010	11	Sem registros

Nome	Capacidade Nominal Instalada (MW)	Início de operação	Idade	Ano de Realização da Repotenciação
Castle Creek	8	2010	11	Sem registros
China Creek	6,3	2005	16	Sem registros
Coats IPP	0,5	1985	36	Sem registros
Corra Linn Dam	49	1932	89	Sem registros
Culliton Creek	15	2016	5	Sem registros
Cypress Creek	2,8	2009	12	Sem registros
Dasque Creek	12	2015	6	Sem registros
Doran Taylor Hydro	6	1996	25	Sem registros
Douglas Creek (Kwalsa Energy)	27,6	2010	11	Sem registros
Eagle Lake Micro Hydro	0,2	2003	18	Sem registros
East Toba	147	2010	11	Sem registros
East Twin	1,6	1991	30	Sem registros
Eldorado Reservoir	1,1	2009	12	Sem registros
Fire Creek (Kwalsa Energy)	25	2010	11	Sem registros
Fitzsimmons Creek	7,9	2010	11	Sem registros
Furry Creek	10,4	2004	17	Sem registros
Forrest Kerr Generating Station	195	2014	7	Sem registros
Haa-ak-suuk Creek Hydro	6	2010	11	Sem registros
Hauer Creek (aka Tete)	2,4	2007	14	Sem registros
Hunter Creek	12	2018	3	Sem registros
Hystad Creek	6	2002	19	Sem registros
Jamie Creek	22	2014	7	Sem registros
Jimmie Creek (Upper Toba Valley)	62	2016	5	Sem registros
Kemano Generating Station	896	1953	68	Sem registros
Kokish River	45	2014	7	Sem registros
Kwoiek Creek	49,9	2013	8	Sem registros
Lamont Creek (Upper Stave Energy)	28	2010	11	Sem registros
Lois Lake	37,4	1930	91	Sem registros
Long Lake (Cascade Creek)	31	2018	2021	Sem registros
Lorenzetta Creek	3,2	2016	5	Sem registros
Lower Bear Creek	10	2011	10	Sem registros
Lower Bonnington	66	1925	96	Sem registros
Lower Clowhom	11	2009	12	Sem registros
Mamquam Hydro	58	1996	25	Sem registros
Marion 3 Creek	4,6	2005	16	Sem registros
McDonald Ranch	0,1	1993	28	Sem registros
McIntosh Creek	1,2	2014	7	Sem registros
McLymont Creek	66	2015	6	Sem registros
McNair Creek Hydro	9,8	2004	17	Sem registros
Mears Creek	3,8	2004	17	Sem registros
Middle Creek	8	2015	6	Sem registros
Miller Creek	29,5	2003	18	Sem registros

Nome	Capacidade Nominal Instalada (MW)	Início de operação	Idade	Ano de Realização da Repotenciação
Montrose Creek	88	2010	11	Sem registros
Morehead Creek	0,11	1994	27	Sem registros
Northwest Stave River	17,5	2013	8	Sem registros
Pingston Creek	45	2003	18	Sem registros
Powell Lake	46	1911	110	Sem registros
Ptarmigan Creek	3,6	1993	28	Sem registros
Raging River 2	8	2002	19	Sem registros
Rutherford Creek	49,9	2004	17	Sem registros
Sakwi Creek	5,5	2014	7	Sem registros
Seaton Creek Hydro (Homestead)	0,3	1997	24	Sem registros
Sechelt Creek (Salmon Inset)	16,6	1997	24	Sem registros
Silversmith	0,2	1916	105	Sem registros
Skookum Creek	25	2014	7	Sem registros
Soo River	13,1	1994	27	Sem registros
South Cranberry Creek	9	2008	13	Sem registros
South Slocan	54	1928	93	Sem registros
South Sutton Creek	4,9	2005	16	Sem registros
Stokke Creek (Kwalsa Energy)	21	2010	11	Sem registros
Tipella Creek (Kwalsa Energy)	16,7	2010	11	Sem registros
Tretheway Creek	21,2	2015	6	Sem registros
Tyson Creek Hydro	9,3	2009	12	Sem registros
Upper Bear Creek	10	2012	9	Sem registros
Upper Bonnington	66	1907	114	Sem registros
Upper Clowhom	11	2009	12	Sem registros
Upper Lillooet River	81,4	2017	4	Sem registros
Upper Mamquam	25	2005	16	Sem registros
Upper Stave River (Upper Stave Energy)	33,5	2010	11	Sem registros
Volcano Creek	16	2015	6	Sem registros
Walden North	16	1993	28	Sem registros
Waneta Expansion	335	2015	6	Sem registros
Winchie Creek	4,4	2018	3	Sem registros
Woodfibre Dam	1,6	1947	74	Sem registros
Zeballos Lake	21,85	2009	12	Sem registros

Fonte: Elaboração própria

A média ponderada é de 46 anos, o que a resulta em Classe Etária “C” e Classe Distributiva é do tipo “X”. Como houve repotenciação do parque, assinalar o caracter “/”. A idade média do parque repotenciado, em razão de grandes blocos reformados, foi de 30,5 anos, o que a classifica etariamente como “B” e a distribuição de potência a fez parque “R”. Como houve ganhos de capacidade e eficiência do parque, assinala-se “K”. Desta forma o Indicador de Repotenciação para o parque hidrelétrico do Oregon é:

$$IR_{CB} = CX/BR-K$$

O indicador é capaz, portanto, de refletir o perfil etário e distributivo do parque hidrelétrico. Também reage às repotenciações realizadas, refletindo a nova configuração nos caracteres 4 a 6. Pela escala proposta no Quadro 14, o parque hidrelétrico deve conter usinas de grande porte que podem merecer investigação particular de seu estado técnico.

O índice também se mostra de fácil e expedita operacionalização. Um censo simples do parque e informações de primeira mão, de caracterização técnica da usina, obtíveis em sítios, livros e acervos de memória do setor elétrico, são capazes de mostrar a propensão dos parques hidrelétricos à repotenciação. A primeira metade do índice ao caracterizar o parque total mostra quanto do parque está em idade avançada. Já a segunda parte do índice mostra o quanto do parque já foi repotenciado e indica a idade renovada do parque hidrelétrico. O indicador, portanto, consegue mostrar as duas faces de uma frota hidrelétrica, sua propensão inicial, baseada em dados primários e seu perfil renovado evidenciando quanto do parque já sofreu reformas que renovaram os ativos de geração. No Apêndice o Índice de Repotenciação do Oregon e da Columbia Britânica são visualizáveis no diagrama de cores, o que traz sensibilidade e palpabilidade da métrica proposta.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo partiu de uma questão bem definida sobre a forma como países com grandes parques hidrelétricos instalados em idade elevada conseguiram fomentar investimentos em repotenciação de suas unidades geradoras hidrelétricas. A partir do ciclo analítico de políticas públicas proposto por Theodoulou (1995), formularam-se questões que buscaram catalogar as diretrizes associadas às políticas energéticas desenhadas, discutir as fórmulas e monitorar o resultado dos objetivos propostos.

Os levantamentos realizados mostram que os EUA obtiveram resultados significativos. Mais de 25% de seu parque instalado foi repotenciado em um curto intervalo de tempo e como resultado houve aumento da capacidade instalada, resultando em aumento de energia aproveitada e um parque renovado e capaz de melhor atender às demandas sistêmicas. Foram utilizadas políticas de incentivos fiscais (CTPER), títulos de créditos com juros subsidiados pelo governo federal (CREBS e NEW CREBS), desembolso direto para usinas específicas e políticas mandatórias de contratação de energia renovável. Observou-se que as políticas de CTPER e de PER foram as que tiveram maior adesão por parte dos agentes concessionários.

O Canadá, com um setor elétrico estruturado em grandes empresas estatais provinciais com determinação legal de zelarem pelos ativos existentes, realiza a repotenciação de forma rotineira, conforme plano de investimentos das companhias. Os programas federais não tiveram adesão dos agentes. Por ser um país com grandes companhias estatais provinciais, a política de geração renovável foi feita por meio de ações mandatórias nessas empresas, determinadas pelas assembleias provinciais que fixaram metas de geração renovável para as empresas. Como as hidrelétricas são a principal tecnologia renovável de geração do Canadá, repotenciar é uma medida comum e considerada nos planos de atuação das companhias.

O monitoramento dos resultados das políticas públicas, capítulo 4, permite concluir que a política energética que inclui repotenciação será eficaz em atrair investimentos. Também permite inferir que os efeitos positivos do incremento de geração de energia renovável são rastreáveis e tem efeito palpável sobre a exploração de recursos fósseis, redução de preços da energia em alguns mercados, benefícios na geração de empregos e renda, na melhoria da qualidade do ar, no aumento da eficiência produtiva do parque hidrelétrico, entre outras externalidades examinadas e reivindicadas quando da formulação da política pública.

Também foi apresentada a proposta do Indicador de Repotenciação que busca retratar a idade original do parque hidrelétrico e do parque repotenciado. Esse indicador revela a propensão do parque às ações de modernização e quanto do parque já foi recapitado. Tem-se

em vista que a caracterização de inúmeras frotas hidrelétricas fazendo uso do indicador produzirá conhecimento empírico concreto sobre aptidão à recapacitação das plantas geradoras.

Ressalta-se que as políticas de repotenciação empreendidas nos EUA e Canadá não exauriram as possibilidades de suas formas de realização. A título de exemplo, listam-se duas possibilidades inexploradas: obrigação de repotenciação no caso de renovação do período de concessão ou a extensão do prazo de concessão em troca de investimentos em repotenciação, ambas possíveis. De forma que o tema pode receber maiores contribuições de conteúdo e execução, os quais podem ser levantados em mais países que enfrentem a questão.

Um importante ponto a registrar é que sem programas de fomento de investimentos coordenados pelo Estado, a repotenciação não logra êxito. O caso do estado do Alabama é de clara esta questão, sem programas de RPS e mesmo contando com empresas estatais, como a *Tennessee Valley Authority*, não se alcançou por si a reforma de suas plantas, construídas em boa parte à época do *New Deal*.

Os exemplos trazidos mostram que, com os incentivos adequados, há resposta positiva dos empreendedores. Além da questão econômica, a exploração do potencial hidráulico está atrelada diretamente às políticas energéticas dos estados, daí a legitimidade e propriedade da organização política criar, operacionalizar e monitorar os programas de política energética que promove.

Encerra-se este trabalho relatando-se suas delimitações, sua relevância e apontamento de trabalhos futuros. As delimitações estão no conjunto de pesquisa analisado: EUA e Canadá e cortes relativos aos estados e províncias com maior capacidade hidrelétrica instalada. A delimitação de abrangência circunscreve as soluções praticadas. Como relevância, renova-se o apontamento de ineditismo da pesquisa no Brasil e no Mundo. Também se reforça que, para o Brasil, a presente pesquisa contribui diretamente com o levantamento de políticas públicas, instrumentos regulatórios e econômicos que podem impulsionar iniciativas de atualização tecnológica do parque hidrelétrico brasileiro. O parque nacional entrou em estágio de evolução muito semelhante ao dos EUA e Canadá. Há desaceleração da expansão e envelhecimento acentuado das plantas. Nestes termos, a pesquisa consolida parcela de políticas energéticas afeitas às hidrelétricas, especificamente ao tema da repotenciação. Como trabalhos futuros apontam-se ampliação dos casos de políticas públicas do tema em países europeus com a identificação de variáveis utilizadas para o incentivo da modernização das usinas; a formulação da engenharia financeira dos mecanismos, compreendendo custos fiscais, impactos na cadeia industrial, benefícios econômicos do ciclo de investimentos promovido e demais benefícios do incremento de geração hidrelétrica diretamente derivados da repotenciação.

APÊNDICE

DIAGRAMA DE CORES DO INDICADOR DE REPOTENCIAÇÃO

Diagrama de cores do INDICADOR DE REPOTENCIAÇÃO			Escala Etária					
			A	B	C	D	E	F
Potencial com idade maior que 25 anos	20%	R						
	30%	S						
	40%	T						
	50%	U						
	60%	V						
	70%	W						
	80%	X						
	90%	Y						
	100%	Z						

Aplicação

APLICAÇÃO: OREGON

Diagrama de cores do INDICADOR DE REPOTENCIAÇÃO			Escala Etária					
			A	B	C	D	E	F
Potencial com idade maior que 25 anos	20%	R						
	30%	S						
	40%	T						
	50%	U						
	60%	V						
	70%	W						
	80%	X						
	90%	Y						
	100%	Z						

APLICAÇÃO: COLUMBIA BRITÂNICA

Diagrama de cores do INDICADOR DE REPOTENCIAÇÃO			Escala Etária					
			A	B	C	D	E	F
Potencial com idade maior que 25 anos	20%	R						
	30%	S						
	40%	T						
	50%	U						
	60%	V						
	70%	W						
	80%	X						
	90%	Y						
	100%	Z						

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDMOULEH, Z.; ALAMMARI, Rashid AM; GASTLI, A. Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 249-262, 2015.

AGNOLUCCI, P. The effect of financial constraints, technological progress and long-term contracts on tradable green certificates. **Energy Policy**, v. 35, n. 6, p. 3347-3359, 2007.

American Public Power Association – APPA. Public Power. 2021. Disponível em: <https://www.publicpower.org/public-power>>. Acesso em 28 jul. 2022.

ALVARES, S.; HALUSKA, C.; AVIGNI, R. Aspectos relevantes na modernização de grandes hidro-geradores na América do Norte ocorridas durante os três últimos anos – Preocupações e melhorias introduzidas. *In: XVIII SNPTEE GGH04, 2005, Curitiba. Anais [...].* Curitiba: SNPTEE, 2005.

ANDOR, M.; VOSS, A. Optimal renewable-energy promotion: Capacity subsidies vs. generation subsidies. **Resource and Energy Economics**, v. 45, p. 144-158, 2016.

ARBUCKLE, E. *et al.* Insights for Canadian electricity generation planning from an integrated assessment model: Should we be more cautious about hydropower cost overruns? **Energy Policy**, v. 150, p. 112138, 2021.

AZUELA, G; BARROSO, L. **Design and performance of policy instruments to promote the development of renewable energy: emerging experience in selected developing countries.** World Bank Publications, 2012.

BALLOTPEDIA ALABAMA 2021. Disponível em: <https://ballotpedia.org/Energy_policy_in_Alabama#Policy>. Acesso em 28 jul. 2022.

BARBOSE, G. *et al.* A retrospective analysis of benefits and impacts of US renewable portfolio standards. **Energy Policy**, v. 96, p. 645-660, 2016.

BC Utilities Commission Act. UTILITIES COMMISSION ACT.

BARRINGTON-LEIGH, C.; OULIARIS, M. The renewable energy landscape in Canada: a spatial analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 809-819, 2017.

BCPUC. Reports and Recommendations. Outubro de 2003. Disponível em: <<https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/regulatory-matters/heritage-contract.pdf>>. Acesso em 28 jul. 2022.

BC HYDRO. Resource Smart. Disponível em: <https://www.bchydro.com/energy-in-bc/operations/generation/resource_smart.html>. Acesso em 04/11/2021.

BC HYDRO. Our Facilities. 2022 Disponível em: <https://www.bchydro.com/energy-in-bc/operations/our-facilities.html>>. Acesso em 06/06/2022.

BERMANN, C. et al. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**. WWF-Brasil, 2004. Disponível em: Acesso em: 18 nov. 2004.

BERNIER, L.; DUTIL, P.; HAFSI, T. Policy adrift: Canadian Crown corporations in the 21st century. **Annals of Public and Cooperative Economics**, v. 89, n. 3, p. 459-474, 2018.

BIRD, M. Canadian state-owned enterprises: a framework for analyzing the evolving Crowns. **Policy studies**, v. 36, n. 2, p. 133-156, 2015.

BRACMORT, K.; STERN, C.; VANN, A. **Hydropower: Federal and nonfederal investment**. 2013.

BUCKMAN, G. The effectiveness of Renewable Portfolio Standard banding and carve-outs in supporting high-cost types of renewable electricity. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4105-4114, 2011.

BJORK, I. et al. **Encouraging Renewable Energy Development: A Handbook for International Energy Regulators**. 2011.

BORBOREMA, F. **Repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas como alternativa para mitigar os efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica no Brasil**. 2015.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION; RENEWABLES PORTFOLIO STANDARD ELIGIBILITY GUIDEBOOK, APRIL 2006 CEC-300-2006-007-F. acessado em 06/05/2022.

CANADA ENERGY REGULATOR. Canada's Renewable Power Landscape 2016 – Energy Market Analysis. Disponível em: <<https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/electricity/report/2016-canadian-renewable-power/province/canadas-renewable-power-landscape-2016-energy-market-analysis-british-columbia.html>>. Acesso em 04 nov. 2021.

CANADA GOVERNMENT. Electricity Annual Trade Summary – 2020. Disponível em: <<https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/electricity/statistics/electricity-summary/electricity-annual-trade-summary.html>>. Acesso em 03 nov. 2021.

CANADA. Government of Canada confirms ambitious new greenhouse gas emissions reduction target. 2021. Canadá. Disponível em: <<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2021/07/government-of-canada-confirms-ambitious-new-greenhouse-gas-emissions-reduction-target.html>>. Acesso em 01 ago. 2021.

CANADAb, Canada energy fact book 2021-2022. Canadá, 2021. Disponível em: https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/energy/energy_fact/2021-2022/PDF/2021_Energy-factbook_december23_EN_accessible.pdf. Acesso em 06 mai. 2022.

CASELATO, D. **Modernização e reabilitação de usinas hidrelétricas**. Editora Cajuína, 2020.

CASTRO, N. J; CHAVES, A.C.; ALMEIDA, D.P.; **A Repotenciação e Modernização de UHE no Brasil e no Mundo**. 2019. Disponível em:

<<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53120664/a-repotenciacao-e-modernizacao-de-uhe-no-brasil-e-no-mundo>>. Acesso em: 11 dez. 2019

CASTRO, N. J.; CHAVES, A.C.; ALMEIDA, D.P. A Repotenciação das UHE. 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_castro227.pdf. Acesso em 23 set. 2019.

CLEAN ENERGY ACT, S.B.C. 2010, c. 22. Operations. BC HDRO, 2022. Disponível em: <<https://www.bchydro.com/energy-in-bc/operations.html>>. Acesso em 06 mai. 2022.

COHEN, M.; CALVERT, J. Assessing BC electricity policy since 2002 and the government's 2011 review of BC hydro. **BC Studies: The British Columbian Quarterly**, n. 174, p. 9-32, 2012.

CORY, K S.; SWEZEY, B. **Renewable portfolio standards in the states: Balancing goals and implementation strategies**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2007.

CANADA. CanmetENERGY Leadership in ecolnnovation Technical Guide to Class 43.1 and 43.2. 2019. Disponível em <[https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/energy/pdf/Class_431-432_Technical_Guide\(En\)_-Dec-16-ACC.pdf](https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/energy/pdf/Class_431-432_Technical_Guide(En)_-Dec-16-ACC.pdf)>. Acesso em 2021.

CANADÁ. ENERGY FACT BOOK 2020–2021, Natural Resources Canada (NRCan), 2020. Canada

CASELATO, D.; FERREIRA, F.; CAMPOS, J.A.; PEREIRA, J.C., MENDZ, J.C. Modernização DE USINAS hidrelétricas existentes. XI SNPTEE Rio De Janeiro-Rj/Brasil-1991. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: SNPTEE, 1991.

CHIGANER, L; DA SILVA, N.; P; WANDEDEY, A.; CASTANHO JR., C.; CYRANKA, P. Modernização De Usinas-Uma Aplicação Prática. XIII SNPTEE. FL/GPH/16. **Anais [...]**. Florianópolis: SNPTEE,1996.

CPUC. RPS Reports and Data. 2022. California, EUA. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/rps_reports_data/>. Acesso em 28 jul. 2022.

CRESWELL, J. **Projeto de pesquisa: métodos quali, quanti e misto**. 2007.

DSIRE. Renewable Energy Standard. Washington, 2021a. Disponível: <<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/2350>>. Acesso em 06/05/2022.

DSIRE Alabama 2021b Local Option- Sales Tax Abatement for Renewable Energy Facilities, Disponível: <<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5942/local-option-sales-tax-abatement-for-renewable-energy-facilities>>. Acesso em 06 mai. 2022.

DSIRE Alabama 2021c Alabama SAVES Revolving Loan Program Disponível: <<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/4487/alabamasaves-revolving-loan-program>>. Acesso em 06 mai. 2022.

DSIRE Alabama 2021d. Local Government Energy Loan Program. Disponível em <<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/1203/local-government-energy-loan-program>>. Acessado em: 06 mai. 2022.

DAVIS, D.; BUCKLEY, J. **Potential for Increasing the Output of Existing Hydroelectric Plants**. Hydrologic Engineering Center Davis Ca, 1981.

DIB, A.; PEREIRA, J.; P.PEPIN. Modernização De Centrais Hidrelétricas. IX SNPTEE GPH/19. **Anais** [...]. Belo Horizonte: SNPTEE, 1987.

DOE. Hydropower Upgrades to Yield Added Generation at Average Costs Less Than 4 cents per kWh - Without New Dams. 04/11/2009. Disponível em: | <https://www.energy.gov/articles/hydropower-upgrades-yield-added-generation-average-costs-less-4-cents-kwh-without-new-dams>. Acesso em 06 mai. 2022

DOE. 2009 American Recovery and Reinvestment Act Overview. 2009. Disponível em: <https://www.energy.gov/oe/information-center/recovery-act>. Acesso em 06 jun. 2022.

DOT. Final Overview of the §1603 Program. 1603 Program: Payments for Specified Energy Property in Lieu of Tax Credits. Disponível em: <https://home.treasury.gov/policy-issues/financial-markets-financial-institutions-and-fiscal-service/1603-program-payments-for-specified-energy-property-in-lieu-of-tax-credits>, acessado em 11/07/2022.

EASTIN, L. An assessment of the effectiveness of renewable portfolio standards in the United States. **The Electricity Journal**, v. 27, n. 7, p. 126-137, 2014.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020 ano base 2019. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em 28 jul. 2022.

EIA. ELECTRICITY DATA BROWSER. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/>. Acesso em 11 jul. 2022.

EIAa. Washington State Profile and Energy Estimates. 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=WA>. Acesso em 06 mai. 2022.

EIAb. New York State Profile and Energy Estimates. 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=NY>. Acesso em 06 mai. 2022.

EIAc., Alabama State Profile and Energy Estimates. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/?sid=AL>. Acesso em 06 mai. 2022.

EWB. Oregon Renewable Portfolio Standard 2013. Compliance Report. June 1, 2014. Disponível em: <https://www.oregon.gov/energy/energy-oregon/Documents/2013%20RPS%20EWB%20Compliance%20Report.pdf>, acessado em 06/05/2022.

ecoENERGY for Renewable Power. Disponível em: <https://www.nrcan.gc.ca/nrcan/ecoenergy-renewable-power/14145>, acessado em 25/05/2022.

ENNE, M.M.; PINTO, J. A. P.; MOTA, R. G.; DEL CASTILHO, L.A.. Modernização E Reprojetado Do Gerador B Da Usina De Fontes Nova. XIV SNPTEE. **Anais** [...]. Belém: SNPTEE, 1997.

EUA. Department of Energy Wind and Water Power Technologies Office Funding in the United States: HYDROPOWER PROJECTS. Fiscal Years 2008 - 2014DOE/EE-0605 2014.

EUA. **Existing Capacity by Energy Source, 2020 (Megawatts)**. Department of Energy. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_04_03.html>. Acesso em 28 jul. 2022.

EUA. Energy Policy Act of 2005. Public Law 109-58 – agosto de 2005.

EUA. The American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (ARRA), 2009.

FERC. Renewable Energy Production Tax Credit (Ptc) Certification Orders Issued Since 2005. Disponível em: <<https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/tax-credit.pdf>>. Acesso em 06 mai. 2022.

FERC. Hydropower Licensing – Get Involved. A guide for the Public. Junho de 2016.

FOGAÇA, A.; MARINHO, O Estudo Para Repotenciação Dos Geradores Da Usina Gov. Parigot De Souza. In: XIV SNPTEE, 1997, Belém. **Anais** [...]. Belém: SNPTEE, 1997.

FOLGOSI, C.; GRASSI, M. Repotenciação E REPROJETO : Alternativas Para Modernização De Unidades Geradoras. In: XI SNPTEE, 1991, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: SNPTEE, 1991.

GOMES, E. Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização / Elisa de Podestá Gomes. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

GOLDBERG, J.; ESPESETH LIER, O. Rehabilitation of hydropower: an introduction to economic and technical issues. 2011.

GREEN, L., Christina Crume. 2017. Renewables Portfolio Standard Eligibility Guidebook, Ninth Edition. California Energy Commission, Publication Number: CEC-300-2016-006-ED9-CMFREV.

GREEN, J; MACNAB, J. Maximizing energy efficiency and renewable energy in British Columbia. 2006.

GENERATING stations. Hydro Quebec. Disponível em: <https://www.hydroquebec.com/generation/generating-stations.html>. Acesso em 25 mai. 2022.

GYORI, D. F. S. **Análise de Viabilidade Técnica-Econômica de Repotenciação de PCHs com Inserção de Benefícios Ambientais: Estudo de Caso**. Guaratinguetá, 2007. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

HAMAD, S. The energy sector in Quebec: context, issues and questions. 2004. QUEBEC. USING ENERGY. Québec Energy Strategy 2006-2015 . 2006 www.mrnf.gouv.qc.ca/energy

HENRIQUES, F.; RIBEIRO, A; SECCA, L. Proposta de uma metodologia para determinação do fim da vida útil de hidrogeradores. In: XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, 2007. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: SNPTEE, 2007.

HEETER, J.; SPEER, B.; GLICK, M. **International best practices for implementing and designing renewable portfolio standard (RPS) policies**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2019.

HYDRO QUEBEC. Ensuring sufficient supply. Disponível em: <https://www.hydroquebec.com/projects/planning/ensuring-supply.html>, acessado em 09/11/2021.

HYDRO REVIEW. BC Hydro seeks turbine inlet valves for 158-MW Cheakamus hydro project. 28/08/2015. Disponível em: <https://www.hydroreview.com/world-regions/bc-hydro-seeks-turbine-inlet-valves-for-158-mw-cheakamus-hydro-project/#gref>, Acesso em 06/05/2022.

HYDRO REVIEW. Edmundston Energy receives \$2 million for hydropower modernization Project. 2011. Disponível em: <https://www.hydroreview.com/world-regions/edmundston-energy/#gref>. Acesso em 06 jun. 2022.

HYDRO REFORM COALITION. Search hydropower projects. Disponível em: <https://hydroreform.org/>. Acesso em 11 jul. 2022.

HYDRO QUEBEC. Plan stratégique 2002-2006

HYDRO QUEBEC. Plan stratégique 2004-2008. 2003

HYDRO QUEBEC. Plan strategique 2006-2010. 2006

HYDRO QUEBEC. Plan stratégique 2009-2013. 2009

HYDRO QUEBEC. Annual Report 2007

HYDRO QUEBEC. Annual Report 2009

HYDRO QUEBEC. Annual Report 2010

HYDRO REVIEW. Resource Overview: Hydropower in Canada: Past, Present, and Future Issue 7 and Volume 28. Disponível em: <https://www.hydroreview.com/2009/10/01/resource-overview>. Acesso em 2021.

HOLBURN, G. Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the United States. **Energy Policy**, v. 45, p. 654-665, 2012.

Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. TR-112350-V3.

Hydro Life Extension Modernization Guides: Volume 2 Hydromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. TR-112350-V2

IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Canada 2015 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-canada-2015-review>

IEA (2019), Energy Policies of IEA Countries: United States 2019 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-states-2019-review>

IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants," in IEEE Std 1147- 2005 (Revision of IEEE Std 1147-1991) , vol., no., pp.0_1-51, 2006 doi: 10.1109/IEEE-STD.2006.99379.

INSTALLED plants, annual generating capacity by type of electricity generation. STATISCS CANADA. Disponível em <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en/tv.action?pid=2510002201>, acessado em 25/05/2022.

JOHNSON, M.; URIA-MARTINEZ, R.; O'CONNOR, P. 2014. Hydropower Market Report Data. United States: N. p., 2015. Web. doi:10.11578/1515037.

JACCARD, M.; MELTON, N.; NYBOER, J. Institutions and processes for scaling up renewables: Run-of-river hydropower in British Columbia. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4042-4050, 2011.

JANNUZZI, P. **Indicadores sociais no Brasil: conceitos, fontes de dados e aplicações**. 2015

PINTO JR., H. et al. 2007. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Elsevier, 2007.

KILINC-ATA, N. The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach. **Energy for Sustainable Development**, v. 31, p. 83-90, 2016.

KUPFER, D; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Elsevier, 2013.

KOSNIK, Lea. The potential of water power in the fight against global warming in the US. **Energy Policy**, v. 36, n. 9, p. 3252-3265, 2008.

KOSNIK, L. 2008. "Consolidation and ownership trends of nonfederal hydropower generating assets, 1980-2003," **Energy Economics**, Elsevier, vol. 30(3), pages 715-731, May.

KUNG, Harold H. Impact of deployment of renewable portfolio standard on the electricity price in the State of Illinois and implications on policies. **Energy Policy**, v. 44, p. 425-430, 2012.

KEY, T. et al. Quantifying the value of hydropower in the electric grid. Electric Power Research Inst. (EPRI), Knoxville, TN (United States), 2012.

KIANI, Behdad et al. Optimal electricity system planning in a large hydro jurisdiction: Will British Columbia soon become a major importer of electricity?. **Energy Policy**, v. 54, p. 311-319, 2013. LOI SUR HYDRO-QUÉBEC. 1983, c. 15, a. 1.

LAW, S.; TROJA, N. Hydropower growth and development through the decades. IHA, BLOG. 2019. Disponível em: < <https://www.hydropower.org/blog/blog-hydropower-growth-and-development-through-the-decades>>. Acesso em 05/08/2020

LAW INSIDER. Governmental Bodies definition. Disponível em: <https://www.lawinsider.com/dictionary/governmental-bodies>. Acesso em 11 nov. 2021.

CERTIFIED FACILITIES. LOW IMPACT HYDRO. Disponível em: <https://lowimpacthydro.org/>, acessado em 11/02/2022.

LEVINE, A.; CURTIS, L.; KAZEROONI, B. **Regulatory Approaches for Adding Capacity to Existing Hydropower Facilities**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2017.

LUCENA, J.; PITTA, S.; FRANÇA, J.; MAIA, M. Recuperação Do Gerador Da Unidade Geradora G3 Da Usina Paulo Afonso Iii Da Chesf: Solução Tecnológica Implementada GGH I – 20 2009 Recife – PE.

LIST OF HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN CANADA. In: Wikipedia, a enciclopédia livre. Flórida: Wikimedia Foundation, ano. Disponível em: <https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_hydroelectric_power_stations_in_Canada#cite_note-OPG_Map-1>. Acesso em: 02/05/2022.

MANIKI, G. Introdução à Economia. 3. reimpr. Thomson Learning: São Paulo, 2007.

MIGNON, I.; BERGK, A. Investments in renewable electricity production: The importance of policy revisited. **Renewable Energy**, v. 88, p. 307-316, 2016.

MULLER, P. **Las políticas Públicas**. Ed. Universidad Externado de Colombia.2000.

MORTHORST, P. The development of a green certificate market. **Energy policy**, v. 28, n. 15, p. 1085-1094, 2000.

MACEDO, R.V.; CAMARGO, A.C. Reforma E Modernização Das Unidades Geradoras 3 E 4 Da U.H.E. Cachoeira Dourada: Dificuldades E Sucessos. In: XXI SNPTEE, Florianópolis, 2011. Anais [...]. Florianópolis: SNPTEE, 2011.

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (MERN). Hydroelectric dams in Québec. Disponível em: [Hydroelectric dams in Québec - Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles \(gouv.qc.ca\)](http://www.mern.gouv.qc.ca), acessado em 06/06/2022.

NATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION (NHA). State Renewable Portfolio Standard Report. Spring

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Program Performance Report. Program Period Ending December 2005.

NEW YORK STATE. Portfolio Standard Performance Report. Program Period ending March 2007.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Performance Report. Program Period ending June 2008.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Performance Report Program. Period ending March 2009.

NEW YORK STATE. Portfolio Standard Performance Report Program Period ending april 2010.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Performance Report. Through December 31, 2011.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Performance Report. Through December 31, 2012.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Annual Performance Report Through December 31, 2013 Final Report March 2014.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Annual Performance Report through December 31, 2014.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Annual Performance Report through December 31, 2015 Final Report.

NEW YORK STATE. Renewable Portfolio Standard Annual Performance Report Through December 31, 2016 Final Report.

NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority). New York State Energy Plan. 2002

NEWELL, Richard G.; PIZER, William A.; RAIMI, Daniel. US federal government subsidies for clean energy: design choices and implications. *Energy Economics*, v. 80, p. 831-841, 2019.

NEW Clean Renewable Energy Bonds - 2009 Allocations. IRS. 2013. Disponível: https://www.irs.gov/pub/irs-tege/ncrebs_2009_allocations_v1.1.pdf, acessado em 11/11/2021.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. Hydropower Market Acceleration and deployment. Disponível em <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-market-acceleration-and-deployment>, 12/11/2021. Acesso em 01 fev. 2022.

O'CONNOR, Patrick et al. **Hydropower Vision A New Chapter for America's 1st Renewable Electricity Source**. Oak Ridge National Lab.(ORNL), Oak Ridge, TN (United States), 2016.

OECD. Tax and development, principles to enhance the transparency and governance of tax incentives for investment in developing countries. 2017. Disponível em: <https://www.oecd.org/tax/tax-global/transparency-and-governance-principles.pdf>. Acessado em 2021.

OREGON'S renewable portfolio standard requires that 50 percent of the electricity oregonians use come from renewable resources by 2040. Oregon Department of Energy. . <https://www.oregon.gov/energy/energy-oregon/pages/renewable-portfolio-standard.aspx>, consultado em 2021

OLADE. Manual de Planificación Energética. OLADE . Quito, Ecuador. 2017

PACHECO, S.A.; NORONHA, F.J.; SANTOS, P.R.S. Modernização Da UHE Três Marias: Estratégias E Resultados. GGH/03. In: XIX SNPTEE, 2007, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: SNPTEE, 2007.

PEDINOTTI-CASTELLE, M. et al. Changing Technology or Behavior? The Impacts of a Behavioral Disruption. **Sustainability**, v. 13, n. 11, p. 5861, 2021.

PEMBINA INSTITUTE. Maximizing Energy Efficiency and Renewable Energy in British Columbia. Outubro de 2006.

PINEDA, S.; BOCK, A.. Renewable-based generation expansion under a green certificate market. **Renewable Energy**, v. 91, p. 53-63, 2016.

QUARANTA, Emanuele et al. Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet. **Energy Conversion and Management**, v. 246, p. 114655, 2021.

RENEWABLES PORTFOLIO STANDARD (RPS) PROGRAM. CPUC, 2021. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/rps/>, acessado em 06/05/2022.

REIS, E.M; COSTA, E.G.. A Experiência Da Chesf Na Repotenciação Das Unidades Geradoras Da Hidrelétrica Paulo Afonso Ii. In: XXII SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu. Anais [...]. Foz do Iguaçu: SNPTEE, 2015.

RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD, DSIRE OREGON. 2021. Disponível em: <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/2594>, acessado em 2021.

RICE, M.; LAVOIE, D. Crown corporations and co-operatives as coping mechanisms in regional economic development. **Canadian Geographer/Le Géographe canadien**, v. 49, n. 4, p. 367-383, 2005.

ROWLANDS, I. The development of renewable electricity policy in the province of Ontario: the influence of ideas and timing. **Review of Policy Research**, v. 24, n. 3, p. 185-207, 2007.

OREGON. Renewable Portfolio Standard. Disponível em: <https://www.oregon.gov/energy/energy-oregon/pages/renewable-portfolio-standard.aspx>, acessado em 06/06/2022.

SANTOS, C.M.P.; DIAS, J.C.A. Uma Contribuição Metodológica Para A Modernização De Unidades Hidrogeradoras. In: XV SNPTEE, 2015. Ggh / 17 1999 Foz Do Iguaçu – Paraná - Brasil

SANTOS, C.M.P.; FURTADO, R.C.. Elementos para o processo de decisão e de julgamento da modernização de unidades geradoras.GGH/026. XVI SNPTEE 2001. Campinas-São Paulo – Brasil.

SANTOS, E. et al. Repotenciação de geradores: uma avaliação a partir de estudo de caso. 2014.

SEKAR, S; SOHNGEN, B. The effects of renewable portfolio standards on carbon intensity in the United States. **Resources for the Future Discussion Paper**, n. 14-10, 2014.

SILVA, P. C.O.; PADOAN JR., A.C.; UEMORI, M.; RIGOLIN, R.C.; ALMEIDA, K.; VASCONCELLOS, R. Fundamentos Para A Modernização Completa De Centrais Hidrelétricas. GGH XXI 2011 Florianópolis - SC

SOPINKA, A.; PITT, L. British Columbia Electricity Supply Gap Strategy: A Redefinition of Self-Sufficiency. *The Electricity Journal*, v. 26, n. 3, p. 81-88, 2013. Statistics

Canada. Table 36-10-0402-01 Gross domestic product (GDP) at basic prices, by industry, provinces and territories (x 1,000,000)

STATE OF NEW YORK PUBLIC SERVICE COMMISSION. CASE 03-E-0188 – Proceeding on Motion of the Commission Regarding a Retail Renewable Portfolio Standard. ORDER REGARDING RETAIL RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD Issued and Effective: September 24, 2004.

TANAKA, M.; CHEN, Y. Market power in renewable portfolio standards. **Energy Economics**, v. 39, p. 187-196, 2013.

THEODOULOU, S. How Public Policy is Made. In: THEODOULOU, S. e CAHN, M. **Public Policy: The Essential Readings**. New Jersey, Prentice Hall, 1995 p.86-96.

UNIVERSITY OF CALIFORNIA. CALIFORNIA CLIMATE POLICY FACT SHEET: RENEWABLES PORTFOLIO STANDARD. California, EUA. 2019. Disponível em: <https://www.law.berkeley.edu/wp-content/uploads/2019/12/Fact-Sheet-RPS.pdf>. Acesso em 06/05/2022.

URÍA-MARTÍNEZ, R., P.W. O’CONNOR, and M. M. JOHNSON. 2018. 2017 Hydropower Market Report. Washington, DC: U.S. Department of Energy’s Water Power Technologies Office, U.S. Department of Energy.

URÍA-MARTÍNEZ, R., P.W. O’CONNOR, and M. M. JOHNSON (2015). 2014 Hydropower Market Report. Washington, DC: Wind and Water Power Technologies Office, U.S. Department of Energy. DOE/EE-1195

USA. USCE. 1981. Potential for increasing output of existing hydroelectric plants.

U.S. BUREAU OF RECLAMATION (Reclamation) e MWH AMERICAS, INC., 2010. Assessment of Potential Capacity Increases at Existing Hydropower Plants.

U.S. Department of Energy. HYDROPOWER PROJECTS. Fiscal years 2008-2014. 2014.

URIA-MARTINEZ, R.; P. O’CONNOR; and M. JOHNSON. 2015. 2014 Hydropower Market Report. DOE/EE 1195. U.S. Department of Energy, Washington, D.C. (US). Disponível em: <http://energy.gov/eere/water/downloads/2014-hydropower-market-report>.. Acesso em 2 mai. 2016.

URIA-MARTINEZ, R.; JOHNSON, M.; O’CONNOR, P.; SAMU, N.; WITT, A.; BATTEY, H.; WELCH, T.; BONNET, M. and WAGONER, S.. 2017 Hydropower Market Report. United States: N. p., 2018. Web. doi:10.2172/1513459.

URIA MARTINEZ, Rocio; JOHNSON, Megan; SHAN, Rui. US Hydropower Market Report (January 2021 edition). Oak Ridge National Lab.(ORNL), Oak Ridge, TN (United States), 2021.MCR SAFETY. Electric Cooperatives Explained. 2020. Disponível: <https://www.mcrsafety.com/blog/electric-cooperative>. Acesso em 11 mai. 2021

URÍA-MARTÍNEZ, R., M. M. JOHNSON , and P.W. O’CONNOR (2018). 2017 Hydropower Market Report Data. Washington, DC: Water Power Technologies Office, U.S. Department of Energy [Excel Data]. DOE/EE- 1737.

UEMORI, M.K.I.; ODA, P.R.; BEFFA, J.R.; SÁ, F.F.S.. Reabilitação, modernização e futura repotenciação das máquinas de Ilha Solteira 1 e 2. In: XVII SNPTEE GGH 03. Curitiba-PR

UPTON JR, Gregory B.; SNYDER, Brian F. Funding renewable energy: An analysis of renewable portfolio standards. **Energy Economics**, v. 66, p. 205-216, 2017.

UPTON JR, Gregory B.; SNYDER, Brian F. Renewable energy potential and adoption of renewable portfolio standards. **Utilities Policy**, v. 36, p. 67-70, 2015.

U.S. Bureau of Reclamation (Reclamation) e MWH AMERICAS, INC., 2010. Assessment of Potential Capacity Increases at Existing Hydropower Plants.

US DEPARTMENT OF TREASURY. 1603 Program: Payments for Specified Energy Property in Lieu of Tax Credits. Disponível em: <https://home.treasury.gov/policy-issues/financial-markets-financial-institutions-and-fiscal-service/1603-program-payments-for-specified-energy-property-in-lieu-of-tax-credits>, acessado em 06/06/2022. Março de 2018.

U.S. Department of the Interior, U.S. Department of the Army, U.S. Army Corps of Engineers , U.S. Department of Energy .Potential Hydroelectric Development at Existing Federal Facilities For Section 1834 of the Energy Policy Act of 2005

VERBRUGGEN, A.; LAUBER, V. Basic concepts for designing renewable electricity support aiming at a full-scale transition by 2050. **Energy Policy**, v. 37, n. 12, p. 5732-5743, 2009.

VERBRUGGEN, A.; LAUBER, V. Assessing the performance of renewable electricity support instruments. **Energy policy**, v. 45, p. 635-644, 2012.

VEIGA, J. **Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas: aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. São Paulo –SP, 2001. Dissertação (Mestrado USP-Instituto de Eletrotécnica e Energia), 2001..

WASHINGTON (Estado). Energy Independence Act (EIA or I-937). Washigton, 2021. Disponível em: <https://www.commerce.wa.gov/growing-the-economy/energy/energy-independence-act/>, acessado em 06/05/2022.

WORLD BANK. **World Development Indicators**. Disponível em: <https://datatopics.worldbank.org/world-development-indicators/>. Acessado em: 26/10/2021.

WISER, R. et al. A retrospective analysis of the benefits and impacts of US renewable portfolio standards. 2016.British Columbia Energy Plan, 2007.

WILT, J. What's the Future of Hydroelectric Power in Canada? 2017. Disponível em: <https://thenarwhal.ca/what-s-future-hydroelectric-power-canada/>. Acesso em 06 jun. 2022.

YIN, H.; POWERS, N. Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation?. **Energy Policy**, v. 38, n. 2, p. 1140-1149, 2010.

YAMASHITA, I. **Reflexões sobre a concessão de incentivos fiscais: legalidades e ilegalidades** / Isabel Cristina Rezende Yamashita – Marília: UNIMAR, 2014.

YANG, X. et al. Effect of government subsidies on renewable energy investments: The threshold effect. **Energy Policy**, v. 132, p. 156-166, 2019.

ZOLT, E. **Tax Incentives: Protecting the tax base**. UN, 2015.